



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen  
Faculté de Technologie



Département : Génie Electrique et Electronique  
Filière : Electrotechnique

## *Thèse*

*En vue de l'obtention du diplôme de doctorat en Sciences*

Spécialité : **Electrotechnique**

## **Intitulé**

**Pronostic Energétique Et Surveillance des Systèmes  
Energétiques – Application à une éolienne**

Présentée par : **M<sup>r</sup> Mohammed Chakib SEKKAL**

Soutenue le 30 – 01 – 2025

Devant la commission du jury :

<b>Président</b>	Abdelmadjid BOUMEDIENE	PROF.	Université de Tlemcen
<b>Encadrant</b>	Zakarya ZIANI	MCA	Centre Universitaire de Naama
<b>Co – Encadrant</b>	Sidi Mohammed MELIANI	PROF.	Université de Tlemcen
<b>Examineur</b>	Nassira MEDJADJI	MCA	Centre Universitaire de Naama
<b>Examineur</b>	Mustapha Karim BENABADJI	MCA	É.S.G.É.É d'Oran
<b>Examineur</b>	Mourad LOUCIF	MCA	Université de Tlemcen

**Année universitaire : 2024-2025**

## DÉDICACE :

A la mémoire des personnes chères, disparues qui auraient été si fier et si heureux pour nous.

A toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à faire de la soutenance de cette thèse une réalité.

Aux mains tendues, aux mots réconfortants et aux sourires bienveillants...

...Merci

## ***Remerciements***

Gloire au tout puissant pour m'avoir donné le courage d'accomplir ce projet, et toute ma gratitude et ma reconnaissance à mes très chers parents.

Au terme de ce travail je tiens tout d'abord à remercier Monsieur **ZIANI Zakarya**, maitre de conférences au Centre Universitaire de Naama, et Monsieur **MELIANI Sidi Mohammed**, professeur à l'Université de Tlemcen qui ont bien voulu diriger ce travail. Je leur exprime ma profonde gratitude pour leurs confiances, temps et précieux conseils.

Je remercie vivement Monsieur **BOUMEDIENE Abdelmadjid**, Professeur à l'université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il/elle nous a accordé en acceptant de présider le jury.

Je tiens aussi à présenter mes remerciements à :

Madame **MEDJADJI Nassira**, Maitre de Conférences au Centre Universitaire de Naama, Monsieur **BENABADJI Mustapha Karim**, Maitre de Conférences à l'École Supérieure en Génie Électrique et Énergétique d'Oran (ESGEE), et Monsieur **LOUCIF Mourad**, Maitre de conférences à l'Université de Tlemcen, pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Un grand merci pour les **ingénieurs du laboratoire d'Energies Renouvelables** au Centre Universitaire de Naama et aux **agents de sécurité** du centre qui ont facilité et cadré l'accès au laboratoire surtout pendant la pandémie. Qu'ils trouvent ici le témoignage de notre profonde considération.

Je remercie également mes amis et collègues **Dr. MAHDAD M.Y.** et **Dr. BESSNOUSSI Z.** pour leurs disponibilités, leurs précieux conseils bien avisés et leur présence.

A toute l'équipe du Génie électrique, du Département Science et Technologie du Centre Universitaire de Naama, à mes collègues, amis et familles.

A tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de cette thèse, qu'ils trouvent ici l'expression de toute ma gratitude en particulier.

Finalement, une sincère pensée aux personnes qui m'ont tant apporté de leurs vivants et qui nous ont quitté entre temps.

S.M.C.

A ma femme et à mes filles.

# TABLE DES MATIÈRES

Résumé.....	i
ملخص.....	ii
Abstract.....	iii
Acronymes, Symboles & Abreviations .....	iv
Liste des Figures .....	xi
Liste des Tableaux .....	xvii
Introduction générale .....	1
<b>Chap I. Généralités sur les (petites) éoliennes et état de l'Art.....</b>	<b>8</b>
1. Introduction.....	9
2. Généralités sur l'énergie éolienne .....	9
2.1. Energie cinétique du vent.....	10
2.2. La masse d'air.....	10
2.3. Puissance du vent théoriquement récupérable.....	10
2.4. Limite de Betz / Formule de Betz.....	11
Les éoliennes détournent le vent.....	11
2.5. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	12
2.6. Développement de l'énergie éolienne en Algérie .....	12
2.6.1. Ce qu'était prévu .....	13
2.6.2. Principales réalisations.....	14
2.6.3. Prévisions futures .....	14
3. Etude théorique des (petites) éoliennes .....	15
3.1. Caractéristiques et types de turbines.....	16
3.1.1. La vitesse spécifique .....	16
3.1.2. Le coefficient de puissance .....	16
3.1.3. Le coefficient de couple .....	17
3.1.4. L'efficacité .....	18
3.1.5. Les différentes architectures du rotor .....	18

## Table des matières

---

a.	Eoliennes à axe vertical.....	18
b.	Eoliennes à axe horizontal .....	19
3.2.	Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal .....	20
3.2.1.	Le mat ou la tour.....	21
3.2.2.	Les pales.....	21
c.	La longueur des pales.....	22
d.	La largeur des pales (Longueur de la corde) .....	22
e.	Le profil.....	22
f.	Les matériaux .....	22
3.2.3.	Le moyeu.....	23
3.2.4.	Le rotor.....	23
3.2.5.	La nacelle .....	24
3.2.6.	La base ou les fondations .....	25
3.3.	Action du vent sur les pales.....	26
3.3.1.	La portance.....	27
3.3.2.	La trainée.....	28
3.3.3.	Action aérodynamique totale.....	28
3.3.4.	Angles d'attaque et de décrochage .....	28
3.4.	Technologie des éoliennes .....	30
3.4.1.	Principe de la conversion électromécanique .....	30
3.4.2.	Régulation de la puissance .....	31
a.	Générateur à vitesse fixe .....	31
b.	Générateur à vitesse variable.....	32
c.	Générateur asynchrone à Double Alimentation (MADA) .....	33
3.5.	Pertes, rendement globale et efficacité d'une éolienne.....	34
3.6.	Raccordement au réseau électrique.....	34
4.	Etat de l'art : Applications de mini éoliennes à axe horizontal dans les régions à faibles vitesses de vent.....	36
5.	Conclusion .....	42

<b>Chap II. Caractéristiques de la zone d'étude et analyse statistique des données.....</b>	<b>43</b>
1. Introduction.....	44
2. Généralités sur le potentiel éolien d'une région et Gisements.....	44
2.1. Gisements éoliens en Algérie .....	45
2.2. Puissance moyenne .....	48
2.3. Facteur de charge .....	49
3. Situation géographique de la région étudiée .....	50
Connaissance apriori sur les données climatique et le potentiel venteux de la région étudiée.....	51
4. Définitions sur les données utilisées .....	53
4.1. Unités de mesure des vitesses du vent .....	53
4.2. Direction du vent .....	53
4.3. Classes des vents – Classes des éoliennes.....	54
4.4. Les autres données météorologiques .....	54
5. Analyse Statistique des données .....	55
5.1. Fonction de distribution des vitesses de Weibull .....	55
5.2. Fonction de distribution des vitesses de Rayleigh.....	58
5.3. Fonction de distribution des vitesses de la région d'étude.....	59
5.3.1. Description des données.....	59
5.3.2. Prétraitement des données manquantes .....	61
Prétraitement des modalités manquantes .....	61
5.3.3. Analyse statistique des données .....	61
a. Les vitesses du vent .....	61
b. Les vitesses de la rafale du vent .....	62
c. Distribution globale .....	63
d. Estimation de la Densité de probabilité de la distribution globale .....	63
5.4. Etude temporelle des données de la région d'étude.....	65
5.4.1. Classification des jours par vitesses de vent et densités d'air moyennes .....	66
5.4.2. Classification des mois/ saisons selon les vitesses de vent et les densités d'air moyennes.....	67
5.5. Simulation de la production complémentaire d'énergie éolienne et solaire dans un système hybride d'énergie renouvelable .....	71

6. Conclusion .....	75
<b>Chap III. Modélisation expérimentale de la mini-éolienne et pronostic énergétique.....</b>	<b>77</b>
1. Introduction.....	78
2. Mesure de la puissance de sortie et estimation de la production d'énergie annuelle d'une mini-éolienne à axe horizontal.....	78
2.1. Puissance effective, Puissance utilisable et énergie d'une l'éolienne .....	79
2.1.1. Puissance effective de l'éolienne.....	79
2.1.2. Puissance utilisable .....	79
2.1.3. Estimation du facteur de charge .....	80
2.1.4. Estimation de l'énergie produite par l'éolienne .....	80
2.2. Travail expérimental .....	81
2.2.1. Matériels et méthodes .....	81
a. Banc d'essai combiné RE580 – Vue d'ensemble.....	81
b. La mini-éolienne à axe horizontal : Nomenclature et description.....	82
c. Installation, mise en service et fonctionnement de la manipulation.....	86
2.2.2. Les mesures .....	87
a. Scénario de la première expérience .....	87
b. Observations sur les résultats de la première expérience.....	88
c. Scénario de la seconde expérience : Utilisation du régulateur de charge .....	89
d. Comparaison entre les résultats des expériences et des essais .....	91
e. Scénario de la troisième expérience : Test dans les conditions réelles (sur le site de la région d'étude) .....	93
2.2.3. Résultats et discussion .....	93
Plus de résultats .....	98
3. Comparaison avec les résultats de modélisation et estimation des caractéristiques optimales.....	100
3.1. Profils géométrique et estimation des forces aérodynamiques agissant sur la mini-éolienne.....	101
3.2. Analyse par la méthode des moments d'éléments de pale ( <i>BEM : Blade Elements Momentum</i> ).....	104

## Table des matières

---

3.2.1.	Eléments de théorie BEM .....	104
3.2.2.	Algorithme basé modèle BEM .....	108
3.2.3.	Modélisation : Résultats et discussion .....	111
4.	Essai sur le dimensionnement de Génératrice pour mini éolienne .....	116
4.1.	Génératrice synchrone à aimants permanents .....	116
4.1.1.	Les aimants permanents et leurs caractéristiques générales.....	117
4.1.2.	Principe de fonctionnement d'une MSAP .....	119
4.1.3.	GSAP à flux axial ou radial.....	121
4.1.4.	Génératrice à entraînement direct.....	122
4.1.5.	Quelques inconvénients de la GSAP .....	124
4.2.	Modélisation d'une petite génératrice à aimants permanents à flux axial et à entraînement direct .....	125
4.2.1.	Eléments théoriques et formulation mathématique .....	125
a.	La résistance d'induit .....	126
b.	Réactance du générateur .....	128
c.	La tension induite .....	129
d.	Le courant et la tension de charge .....	130
e.	Rendement Puissance et résistance de charge idéales .....	131
4.2.2.	Résultats et discussions .....	131
4.2.3.	Estimation du nombre de spires maximal et de l'impédance pour une éolienne .....	133
4.2.4.	Estimation des paramètres internes de la génératrice pour la mini-éolienne modélisée.....	136
5.	Conclusion .....	138
<b>Chap IV. Introduction aux algorithmes de maximisation de puissance et surveillance des systèmes éoliens .....</b>		<b>139</b>
1.	Introduction.....	140
2.	Algorithmes de maximisation de puissance.....	140
2.1.	Rappel du Modèle du système éolien étudié et modélisation électrique .....	140

2.1.1.	Modèle de la partie mécanique .....	142
2.1.2.	Modèle de la partie électrique .....	143
2.2.	Etude des stratégies générales de maximisation de puissance d'une éolienne ....	145
2.2.1.	Maximisation de puissance sans connaissance de la caractéristique de la voilure.....	145
a.	Algorithme P&O classique .....	145
b.	Algorithme flou.....	145
c.	Algorithme neuronal .....	145
2.2.2.	Maximisation de puissance avec connaissance de la caractéristique de la voilure.....	146
a.	Commande en vitesse .....	146
b.	Commande en couple.....	146
c.	Commande indirecte par pilotage du courant de charge.....	147
2.3.	Commande MLI du générateur éolien basé GSAP.....	150
2.3.1.	Modèle du redresseur.....	150
2.3.2.	Commande MLI, contrôle et régulation du générateur éolien basé GSAP...	152
a.	Algorithme P&O de la poursuite aveugle du PPM.....	155
b.	Exploitation des connaissances sur la voilure de la mini éolienne modélisée dans la maximisation de sa puissance de sortie .....	159
3.	Surveillance du système éolien .....	161
3.1.	Notions de maintenance industrielle .....	162
3.1.1.	Stratégies de maintenance classique appliquées aux éoliennes.....	164
a.	Maintenance préventive des éoliennes.....	164
b.	Maintenance corrective des éoliennes .....	164
3.1.2.	Maintenance prévisionnelle, Surveillance et Indicateur de santé du système éolien.....	165
3.1.3.	Approche basée « modèle physique » de la maintenance prévisionnelle .....	167
3.2.	Le système de surveillance de la mini-éolienne .....	168
4.	Conclusion .....	169

<b>Conclusion et Perspectives .....</b>	<b>171</b>
<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>177</b>
<b>WEB Références .....</b>	<b>186</b>
<b>Annexes .....</b>	<b>189</b>

## RÉSUMÉ

Les travaux de cette thèse se concentrent en premier lieu sur l'identification du potentiel éolien de régions dites à faibles vitesses de vent telle que la ville de Naama.

La zone est caractérisée météorologiquement par des vents quasi-quotidiens, même si les fréquences les plus élevées correspondent aux vitesses du vent les plus faibles, mais favorable à l'installation de petites éoliennes grâce à une topographie favorable.

Après la collecte et l'analyse statistique des données météorologiques permettant la détermination des paramètres de la distribution de Weibull, puis la distribution énergétique en fonction des vitesses de vent qui a prouvé la possibilité d'extraire une puissance électrique de cette distribution suite à la caractérisation expérimentale d'une mini-éolienne, l'objectif principal dans nos travaux est d'exploiter au maximum cette puissance.

Pour faire, un couple optimal vitesse de vent – rayon d'éolienne a été identifié. La technique utilisée est dite «*»*.

Ensuite, les paramètres magnétiques–électriques d'une génératrice à aimants permanents adaptée sont quantifiés avec précision avant d'appliquer des algorithmes de maximisation de puissance à l'hacheur associé. Pour parfaire ce travail de recherche, on propose le schéma synoptique d'un module de surveillance de l'éolienne, basé modèle physique inspiré du pronostic énergétique.

L'étude a abouti à une génératrice à aimants permanents à 6 enroulements de 134 spires chacun, réparties sur 2 pôles, implémentée dans une éolienne de 170 cm de diamètre, produisant une puissance nominale de 105.5 W avec une efficacité de 46 %, à une vitesse de vent de 6.84 m/s impliquant une vitesse de rotation de 630 Tr/min.

Enfin, l'étude souligne la complémentarité entre énergies éolienne et solaire dans cette région favorisant l'implémentation de systèmes hybrides et valoriser les zones isolées.

**Mots clés :** Pronostic énergétique d'éolienne, Potentiel éolien, Petite éolienne, Faible vitesse de vent, Distributions de Weibull et de Rayleigh, Complémentarité d'énergie éolienne et solaire, Eolienne à axe horizontal, Méthodes des moments des éléments de pales, Eolienne à entraînement direct, Génératrice à aimants permanents, Suivi du point de puissance maximale (MPPT), Perturbation & Observation (P&O), Surveillance de système éolien.

## ملخص

تركز اشغال هذه الأطروحة بشكل أساسي على تقييم الإمكانيات الطاقوية للرياح في المناطق ذات السرعات المنخفضة للرياح، مثل مدينة النعامة. تتميز هذه المنطقة مناخياً برياح شبه يومية، رغم توافق أعلى الترددات مع أدنى السرعات للرياح. ومع ذلك، فإن المنطقة تظل مناسبة لتكوين التوربينات الريحية الصغيرة نظراً لطوبوغرافيتها الملائمة تم جمع البيانات المناخية وتحليلها إحصائياً، ثم تحديد معاملات توزيع "ويبول"، مما أدى إلى استخراج التوزيع الطاقوي وفقاً لسرعات الرياح. وقد أثبت هذا التحليل إمكانية استخراج طاقة كهربائية من هذا التوزيع، وهو ما تم تأكيده من خلال توصيف تجريبي لتوربينة ريحية صغيرة. بعد هذا، الهدف الأساسي من هذا البحث هو تحقيق الاستغلال الأمثل لهذه الطاقة لتحقيق ذلك، تم تحديد الزوج الأمثل بين سرعة الرياح ونصف قطر التوربينة باستخدام نظرية "عزم أجزاء الريشة الجناح". بعد ذلك، تم تحديد المعلمات المغناطيسية والكهربائية لمولد ذا مغناط دائمة بدقة قبل تطبيق خوارزميات تعظيم الطاقة على المحول المرتبط به. ولإكمال هذا العمل البحثي، تم اقتراح مخطط تركيبي لوحدة مراقبة التوربينة الريحية، يعتمد على نموذج فيزيائي مستوحى من التوقع الطاقوي.

أسفرت الدراسة عن تطوير مولد ذا مغناط دائمة يحتوي على ستة ملفات، كل منها يضم 134 لفة، موزعة على قطبين، ومدمج في توربينة ريحية بقطر 170 سم. يُنتج هذا النظام طاقة مقدرة تبلغ 105.5 واط مع كفاءة تصل إلى 46% عند سرعة رياح تبلغ 6.84 م/ث، مما يؤدي إلى سرعة دوران تبلغ 630 دورة في الدقيقة.

أخيراً، تسلط الدراسة الضوء على تكامل الطاقتين الريحية والشمسية في هذه المنطقة، مما يعزز تشكيل الأنظمة الهجينة واستغلالها في تطوير المناطق المعزولة.

**الكلمات المفتاحية:** توقعات طاقة توربينات الرياح، إمكانيات الرياح، توزيعات ويبول وإيرلي الإحصائية، توربينات الرياح الصغيرة، سرعة الرياح المنخفضة، توربينات الرياح ذات المحور الأفقي، طريقة عزم عناصر الاجنحة الدافعة، توربينات الرياح ذات القيادة المباشرة، تتبع نقطة الطاقة القصوى، مولد ذا مغناط دائمة، خوارزمية التشويش والمراقبة، التكامل بين الطاقة الريحية والطاقة الشمسية، مراقبة الأنظمة الريحية.

## **ABSTRACT**

This thesis primarily focuses on assessing the wind energy potential of low-wind-speed regions, such as the city of Naama. The area is meteorologically characterized by nearly daily winds, even if the highest frequencies correspond to the lowest wind speeds. However, the region remains suitable for small wind turbine installations due to its favourable topography.

After the collection and statistical analysis of meteorological data, parameters of the Weibull distribution were determined, leading to the energy distribution as a function of wind speeds, proving the feasibility of extracting electrical power from this distribution, confirmed through the experimental characterization of a small-scale wind turbine. The next objective of this research is to maximize the exploitation of this power.

To achieve this, an optimal wind speed–turbine radius pair was identified using the Blade Element Momentum (BEM) theory. Subsequently, the magnetic and electrical parameters of a tailored permanent magnet generator were precisely quantified before implementing power maximization algorithms on the associated converter. To further refine this research, a synoptic diagram of a wind turbine monitoring module was proposed, based on a physical model inspired by energy forecasting techniques.

The study resulted in the development of a permanent magnet generator with six windings of 134 turns each, distributed over two poles, integrated into a 170 cm diameter wind turbine. This system produces a nominal power output of 105.5 W with an efficiency of 46% at a wind speed of 6.84 m/s, corresponding to a rotational speed of 630 rpm.

Finally, the study highlights the complementarity of wind and solar energies in this region, promoting the implementation of hybrid energy systems for enhancing isolated areas.

**Keywords:** Wind Turbine Energetic Prognosis, Wind Energy Potential, Small Wind Turbine, Low Wind Speed, Weibull and Rayleigh Distributions, Wind and Solar Energies Complementarity, Horizontal-Axis Wind Turbine, Blade Element Momentum Theory (BEMT), Direct-Drive Wind Turbine, Permanent Magnet Generator, Maximum Power Point Tracking (MPPT), Perturb and Observe (P&O) algorithm, Wind Turbine System Monitoring.

# ACRONYMES, SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS

## Chapitre I

Symbole	Définition	Unité
C	Longueur de la Corde	m
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>	
C <sub>P</sub>	Coefficient aérodynamique de puissance	/
C <sub>r</sub>	Coefficient aérodynamique de la force totale	/
C <sub>T</sub>	Coefficient de couple	/
C <sub>x</sub>	Coefficient de trainée	/
C <sub>z</sub>	Coefficient de portance	/
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz	
D	Force de trainée – <i>Drag</i> en anglais	N
E <sub>c</sub>	Energie cinétique	J
HAWT	<i>Horizontal Axe Wind Turbine</i>	
<i>i</i>	Angle d'incidence	°
L	Force de portance – <i>Lift</i> en anglais	N
l	Longueur de la pale	m
<i>m</i>	Masse d'air	kg
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation	
MPPT	Maximum Power Point Tracking	
p	Densité de puissance du vent	W/m <sup>2</sup>
P <sub>électrique</sub>	Puissance électrique nette produite par l'éolienne	W
P <sub>éol</sub>	Puissance théorique disponible du vent	W
P <sub>Max</sub>	Puissance maximale récupérable (Limite de Betz)	W
PNEREE	Programme National dédié au développement et la promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique.	
P <sub>Turbine</sub>	Puissance mécanique recueillie sur l'arbre du rotor	W
Q	Couple aérodynamique	N.m
Q <sub>v</sub>	Débit volumique d'air qui traverse une surface S par unité de temps.	m <sup>3</sup> /s
R	Force aérodynamique totale (Résultante) exercée par le vent sur la pale	N
r	Rayon de l'éolienne ou longueur de la pale	m
S	Surface balayée par les pales de l'éolienne	m <sup>2</sup>
s	Surface de la pale (Surface projetée, surface mouillée, maître couple)	m <sup>2</sup>
SKTM	<i>Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida</i> , Société par action créée en 2013 par le groupe Sonelgaz pour l'exploitation des réseaux d'énergie électrique isolés du sud.	

<i>TSR</i>	<i>Tip Speed Ratio</i> – Vitesse spécifique	/
<i>U</i>	Vitesse tangentielle du vent	m/s
<i>V</i>	Vitesse du vent	m/s
<i>V<sub>amont</sub></i>	Vitesse du vent en amont des hélices	m/s
<i>V<sub>aval</sub></i>	Vitesse du vent en aval des hélices.	m/s
<i>v</i>	Volume occupé par la masse d'air <i>m</i>	m <sup>3</sup>
<i>VAWT</i>	<i>Vertical Axe Wind Turbine</i>	
<i>V<sub>r</sub></i>	Vitesse relative du vent par rapport à la pale	m/s
$\alpha$	Angle d'attaque (AOA pour “ <i>angle of attack</i> ”)	°
$\beta$	Angle de calage des pales	°
$\rho_0$	Masse volumique de l'air	kg/m <sup>3</sup>
$\eta$	Efficacité	/
$\Gamma$	Couple moteur	N.m
$\lambda$	Vitesse spécifique	/
$\Omega$	Vitesse de rotation des pales	rad/s
$\omega$	Vitesse angulaire de rotation de l'écoulement de l'air	rad/s

### Chapitre II

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>	<b>Unité</b>
ACP	Analyse en Composantes Principales	
ASAL	Agence Spatiale Algérienne	
B	Paramètre de la distribution de Rayleigh	/
C	Paramètre d'échelle de la distribution de Weibull	m/s - mph
CDER	Centre de Développement des Énergies Renouvelable	
F(.)	Fonction cumulative de la densité de probabilité	/
f(.)	Fonction de densité de probabilité	/
h	humidité relative	%
k	Paramètre de forme de la distribution de Weibull	/
<i>meanRho</i>	Valeurs moyennes journalières de la densité de l'air utilisées pour la classification des jours par vitesses de vent et densités d'air moyennes	kg/m <sup>3</sup>
ONM	Office National de la Météorologie	
p	Pression atmosphérique	Pa
p-value	Valeur-p (en anglais p-value pour <i>probability value</i> ), parfois aussi appelée p-valeur d'un test statistique.	/
$R_s$	Constante spécifique de l'air sec	$\frac{J}{kg.K}$
SIG	Système d'Information Géographique	

T	Température	° C
V	Vitesse du vent	m/s - mph
	<i>Wind speed mean</i> pour valeurs moyennes des vitesses de vent journalières	
$W_{smean}$	utilisées pour la classification des jours par vitesses de vent et densités d'air moyennes	mph
$\rho$	Densité de l'air ou masse volumique	kg/m <sup>3</sup>
$\sigma$	Ecart type	m/s - mph
$\Gamma (.)$	Fonction gamma	/
$\omega_i$	Fréquence des vitesses de vent dans la direction i	/

### Chapitre III

Symbole	Définition	Unités
a	Facteur d'induction axiale	/
a'	Facteur d'induction rotationnel	/
AFPM	Axial Flux Permanent Magnets	
$A_M$	Surface (Zone active) de la bobine	m <sup>2</sup>
BEM	<i>Blade Elements Momentum</i> traduit Moments d'Eléments de Pale	/
$B_{ep}$	Facteur adimensionnel pour le calcul de la longueur de corde pour un élément de pale	/
Br	Induction magnétique	T
C	Facteur d'échelle de la distribution de Weibull	m/s – mph
$C_a$	Coefficient de force axiale	/
$C_d$	Coefficient de trainée ( <i>Drag</i> )	/
$C_e$	Coefficient d'efficacité d'une éolienne	/
$C_l$	Coefficients de portance ( <i>Lift</i> )	/
$cir$	Circonférence des bobines	m
$C_p$	Coefficient de puissance d'une éolienne	/
$C_r$	Coefficient de force radiale	/
$C_t$	Coefficient de poussée	/
$dM$	Elément de couple d'un élément de pale de largeur $dr$ à un rayon $r$	N.m
$dT$	Elément de force de poussée d'un élément de pale de largeur $dr$ à un rayon $r$	N
$dr$	Longueur d'un élément de pale	m
$E_A$	Tension induite totale	V

## Acronymes, Symboles et Abréviations

---

$E_{eol}$	Energie produite par l'éolienne	kWh
F	Facteur de perte de pointe de Prandtl	/
FC	Facteur de Charge de l'éolienne	%
$f_r$	Facteur de remplissage des bobines	/
$f_w$	Facteur d'enroulement	/
GADA	Génératrice Asynchrone à Double Alimentation	/
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents	/
$h_b$	Hauteur de la bobine	mm
H	Excitation magnétique	A/m
I	Courant généré par l'éolienne	A
$I_L$	Courant de charge	A
K	Facteur de forme de la distribution de Weibull	/
$L_b$	Largeur de la bobine	mm
$L_c$	Longueur de corde	m
M	Couple	N.m
m	Nombre de pales	/
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation	/
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents	/
N	Vitesse de rotation	Tr/min
n	Nombre d'éléments de pale	/
$n_{cp}$	Nombre de bobines par pôle	/
$n_p$	Nombre de paires de pôles	/
$N_c$	Nombre de spires par bobine	/
$P_{electrique}$	Puissance électrique produite par l'éolienne	kW
$P_{rotor}$	Puissance mécanique recueillie sur l'arbre du rotor ( $P_{Turbine}$ )	W
R	Rayon de l'éolienne	m
$R_a$	Résistance d'Induit	$\Omega$
$R_{coil}$	Résistance d'une bobine	$\Omega$
$R_i$	Rayon intérieur (in) du rotor	m
$R_o$	Rayon extérieur (out) du rotor	m
$R_L$	Résistance de charge	$\Omega$
RFPM	Radial Flux Permanent Magnets	
r	rayon d'un élément de pale	m

## Acronymes, Symboles et Abréviations

---

$r_f$	résistance filaire du cuivre	$\Omega/m$
$S$	Surface balayée par les pales de l'éolienne	$m^2$
$S_b$	Surface de toutes les spires d'une bobine	$m^2$
$S_p$	Surface d'une spire d'une bobine	$m^2$
$S_{pale}$	Surface de la pale	$m^2$
$t$	Période de fonctionnement de l'éolienne	heure
$T$	Force de poussée ( <i>Thrust</i> )	N
$T_e$	Température de l'air	$^{\circ}K$
$U$	Vitesse tangentielle	m/s
$u_2$	Vitesse de rotation induite moyenne	rad/s
$V$	Vitesse du vent	m/s – mph
$V_L$	Tension de charge	V
$V_t$	Tension aux bornes de l'éolienne	V
WG	<i>Wind Generator</i>	/
$X_s$	Réactance Inductive	$\Omega$
$Z$	Élévation (altitude)	m
$z$	Hauteur des bobines	mm
$\alpha$	Angle d'attaque	$^{\circ}$
$\beta$	Angle d'ouverture de l'entrefer	$^{\circ}$
$\eta_g$	Rendement génératrice	/
$\eta_m$	Rendement multiplicateur	/
$\theta$	Angle de calage ( <i>pitch angle</i> )	$^{\circ}$
$\lambda$	Vitesse spécifique	/
$\mu$	Perméabilité magnétique	H/m
$\rho$	Densité de l'air	$Kg/m^3$
$\phi$	Angle d'incidence	$^{\circ}$
$\Phi$	Flux magnétique	Wb
$\sigma$	Solidité	/
$\tau$	Couple moteur	N.m
$\omega$	Vitesse de rotation de la turbine	rad/s

**Chapitre IV**

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>	<b>Unités</b>
AFNOR	Association Française de NORmalisation	
C	Capacité (à la sortie du redresseur)	$\mu\text{F}$
<i>CBM</i>	<i>Condition Based Maintenance</i> pour Maintenance Conditionnelle	
$C_P$	Coefficient de puissance	/
$C_T$	Coefficient de couple	/
$D$	Rapport cyclique	/
<i>DI</i>	<i>Degradation Indicator</i> pour Indicateur (Indice) de dégradation	
$f$	Coefficient de frottement visqueux	N.m.s/rad
$f_{bp}$	Fréquence de bande passante du régulateur PI	Hz
$f_s$	Fréquence de commutation du convertisseur	Hz
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents	
<i>HI</i>	<i>Health Indicator</i> pour Indicateur de Santé	
$i_{a,b,c}$	Courants des bobines a, b et c de la génératrice	A
$i_d$	Composante d des courants statoriques	A
$i_{dc}$	Courant de charge	A
$i_q$	Composante q des courants statoriques	A
J	Moment d'inertie	$\text{kg.m}^2$
$K_i$	Constante intégrale du régulateur PI	/
$K_p$	Constante proportionnelle du régulateur PI	/
$L_{Ch}$	Inductance de lissage du courant de la charge	H
$L_d$	Composante d des inductances du stator	H
$L_L$	Inductance de la charge équivalente	H
$L_q$	Composante q des inductances du stator	H
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion	
MPP	<i>Maximum Power Point</i>	
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>	
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents	
$M_\phi$	Marge de phase du régulateur PI	rad
p	Nombre de pairs de pôles	/
P&O	Perturbation & Observation (Algorithme)	
$P_{\text{électrique}}$	Puissance électrique délivrée à la charge	W

## Acronymes, Symboles et Abréviations

---

$P_{\text{Turbine}}$	Puissance mécanique de la turbine	W
Q	Couple aérodynamique	N.m
R	Rayon de la surface balayée par les pales	m
$R_L$	Résistance de la charge équivalente	$\Omega$
RNA	Réseau de Neurones Artificiels	
$R_s$	Résistance du stator	$\Omega$
<i>RUL</i>	<i>Remaining Useful Life</i> pour Temps Utile avant Défaillance	
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> – Vitesse spécifique	
$U_{\text{DC}}$	Tension continue à la sortie du redresseur	V
$U_{\text{Sa, Sb, Sc}}$	Tensions aux bornes des trois bras du redresseur	V
V	Vitesse du vent	m/s
$v_{\text{dc}}$	Tension de charge	V
WECS	<i>Wind Energy Conversion System</i>	
$\eta$	Rendement génératrice	/
$\theta$	Angle électrique entre une phase statorique et une autre rotorique	rad
$\lambda$	Vitesse spécifique	/
$\rho$	Densité de l'air	$\text{Kg/m}^3$
$\Phi_m$	Flux magnétique de l'aimant	Wb
$\tau$	Couple électromagnétique de la génératrice	N.m
$\Omega$	Vitesse de rotation de la turbine	rad/s
$\omega$	Vitesse de rotation de la génératrice	rad/s

## LISTE DES FIGURES

### Chapitre I

<b>Figure I.1:</b> Relation entre la production d'énergie théorique et le diamètre du rotor pour une petite éolienne à une vitesse nominale de vent de 10 m/s. ....	15
<b>Figure I.2:</b> Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse spécifique. ....	17
<b>Figure I.3:</b> Différentes architectures du rotor d'éoliennes. ....	19
<b>Figure I.4:</b> Coefficients de puissance et de couple en fonction de la vitesse spécifique pour différents types de turbines. ....	20
<b>Figure I.5:</b> Éléments constitutifs d'une éolienne. ....	21
<b>Figure I.6:</b> Pale de micro-éolienne et son profil .....	22
<b>Figure I.7:</b> Exemple d'usinage de bipales de micro-éolienne en bois. ....	23
<b>Figure I.8:</b> Exemple d'un assemblage de rotor de petite éolienne.....	24
<b>Figure I.9:</b> Nacelle.....	24
<b>Figure I.10:</b> Illustration des trois dimensions d'une pale .....	26
<b>Figure I.11:</b> Forces aérodynamiques subies par le profil d'une pale sous le vent.....	27
<b>Figure I.12:</b> Vitesses et Angles sur un profil d'une pale d'éolienne.....	29
<b>Figure I.13:</b> Illustration du phénomène de décrochage .....	30
<b>Figure I.14:</b> Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	31
<b>Figure I.15:</b> Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage.....	32
<b>Figure I.16:</b> Eolienne à vitesse variable basée sur une machine (synchrone ou asynchrone) couplée à la turbine via un multiplicateur.....	32
<b>Figure I.17:</b> Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine.....	33
<b>Figure I.18:</b> Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA. ....	34
<b>Figure I.19:</b> Schéma récapitulatif des étapes de conversion du courant. ....	35
<b>Figure I.20:</b> Raccordement d'une petite éolienne au réseau domestique.....	36
<b>Figure I.21:</b> Caractéristiques et forme des pales de l'étude .....	38

## Chapitre II

<b>Figure II.1:</b> Gisement éolien de l'Algérie : Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur (a) et à 10 m de hauteur (b) .....	46
<b>Figure II.2:</b> Carte des ressources éoliennes de l'Algérie à 10 m de haut selon .....	47
<b>Figure II.3:</b> Cartes annuelles de la vitesse du vent en Algérie à 10 m de haut - Données 2006 .....	47
<b>Figure II.4:</b> Potentiel énergétique venteux de l'Algérie selon Global Wind Atlas.....	48
<b>Figure II.5:</b> Densité de puissance du vent .....	49
<b>Figure II.6 :</b> Localisation de la ville de Naama en Algérie .....	50
<b>Figure II.7:</b> Localisation de la région étudiée et position du mât de mesure des vents .....	51
<b>Figure II.8:</b> Températures maximales & minimales, précipitations et vitesses de vent moyennes annuelles de la wilaya de Naama.....	52
<b>Figure II.9:</b> Ressources éoliennes de l'emplacement du centre universitaire SALHI AHMED de Naama à 10 m de hauteur.....	52
<b>Figure II.10:</b> Roses des Vents de l'emplacement du centre universitaire SALHI AHMED de Naama à 10 m de hauteur .....	53
<b>Figure II.11:</b> Distribution de Weibull. (a): Densité de probabilité, (b): Fonction de répartition. ....	57
<b>Figure II.12:</b> Distribution de Rayleigh. (a): Densité de probabilité, (b): Fonction de répartition. ....	59
<b>Figure II.13:</b> Représentation graphique des données météorologiques de la région d'étude sur l'interface web.....	60
<b>Figure II.14:</b> Exemple de tableau de données météorologiques journalier. ....	60
<b>Figure II.15:</b> Distribution en fréquence des vitesses de vent pour la zone étudiée. ....	62
<b>Figure II.16:</b> Distribution en fréquence des vitesses de rafale vent pour la zone étudiée. ....	62
<b>Figure II.17:</b> Distribution en fréquence des vitesses de vent globales pour la zone étudiée. ...	63
<b>Figure II.18:</b> Contouring et ajustement de la Distribution en effectif des vitesses de vent globales. ....	64
<b>Figure II.19:</b> Distribution en fréquence finale estimée des vitesses de vent globales pour la zone étudiée.....	64

**Figure II.20:** Comparaison entre la distribution finale estimée, la distribution de Weibull correspondante, et la distribution réelle des vitesses de vent globales pour la zone étudiée. ...65

**Figure II.21:** Classification K-means des journées en fonction des moyennes des vitesses de vent et des densités de l'air. ....66

**Figure II.22:** Variation de la moyenne des vitesses du vent par rapport aux temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour Janvier, Février, Mars et Avril. ....67

**Figure II.23:** Variation de la moyenne des vitesses du vent par rapport aux temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour Mai, Juin, Juillet et Aout.....68

**Figure II.24:** Variation de la moyenne des vitesses du vent par rapport aux temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour Septembre, Octobre, Novembre et Décembre. ....68

**Figure II.25:** ACP des variables rho et vitesse de vent avec les mois comme variable qualitative.....70

**Figure II.26 :** Analyse mensuelle de corrélation et de tendance entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité (de janvier à avril).....73

**Figure II.27:** Analyse mensuelle de corrélation et de tendance entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité (de mai à aout). ....73

**Figure II.28:** Analyse mensuelle de corrélation et de tendance entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité (de septembre à décembre).....74

**Figure II.29:** Mesures des productions horaires des systèmes d'énergie éolienne et solaire tout au long de l'année.....74

**Figure II.30:** Production d'énergie cumulée au fil du temps pour le système hybride. ....75

### Chapitre III

**Figure III.1:** Vue générale du banc d'essai combiné éolienne – Panneau photovoltaïque. ....82

**Figure III.2:** La mini-éolienne avec son carter de protection transparent et son voltmètre incorporé. ....83

**Figure III.3:** Equipements utilisés lors de l'expérimentation. ....84

**Figure III.4:** Console de commande (Face avant) avec son bornier de raccordement. ....85

**Figure III.5:** L'afficheur à cristaux liquides du régulateur de charge.....86

**Figure III.6:** Disposition expérimentale pour la mini-éolienne. ....87

**Figure III.7:** Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent : Résultats de la première expérience. ....89

**Figure III.8:** Tension fixée par le régulateur de charge à 12V ou 24V.....90

<b>Figure III.9:</b> Exemple de résultats de l'expérience 2.....	90
<b>Figure III.10:</b> Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent : Résultats de la seconde expérience. ....	92
<b>Figure III.11:</b> Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent : Tous les résultats confondus. ....	92
<b>Figure III.12:</b> Placement de la mini-éolienne sur le site de la région d'étude pour le fonctionnement réel. ....	93
<b>Figure III.13:</b> Courbes de réponse $P_{\text{électrique}}=f(V)$ de la mini-éolienne.....	94
<b>Figure III.14:</b> Courbe de réponse finale $P_{\text{électrique}}=f(V)$ de la mini-éolienne. ....	95
<b>Figure III.15:</b> Distribution statistique annuelle des vitesses du vent dans la région d'étude. .	96
<b>Figure III.16:</b> Distribution de l'énergie électrique produite annuellement en fonction des vitesses du vent.....	96
<b>Figure III.17:</b> Efficacité de la mini-éolienne en fonction des vitesses du vent. ....	99
<b>Figure III.18:</b> Efficacité expérimentale et Coefficient de puissance théorique en fonction des vitesses spécifiques.....	99
<b>Figure III.19:</b> Coupe transversale au niveau de la base des pales de la mini éolienne. ....	102
<b>Figure III.20:</b> Interface de l'application Web pour l'estimation du Couple et de la poussée à partir des données géométriques de la pale.....	102
<b>Figure III.21:</b> Relation entre Coupe - Poussée et Portance - Trainée sur un profil aérodynamique d'une pale.....	103
<b>Figure III.22:</b> Illustration d'éléments de pale pour une éolienne tripale ( $m=3$ ). ....	105
<b>Figure III.23:</b> Illustration du principe du disque actionneur. ....	105
<b>Figure III.24:</b> Triangle de vitesse du profil aérodynamique de la pale.....	106
<b>Figure III.25:</b> Organigramme basé modèle BEM.....	110
<b>Figure III.26:</b> Courbes de réponse $P_{\text{électrique}} = f(V)$ pour les différentes éoliennes de différents rayons.....	114
<b>Figure III.27:</b> Distributions annuelles d'énergie électrique produite par les éoliennes de différents rayons optimaux. ....	115
<b>Figure III.28:</b> Photographie d'une machine synchrone à aimant permanents.....	117
<b>Figure III.29:</b> Cycle d'hystérésis d'un aimant permanent.....	118
<b>Figure III.30:</b> Courbe de désaimantation. ....	118

<b>Figure III.31:</b> Schéma d'une machine synchrone à aimant permanent.....	120
<b>Figure III.32:</b> Exemple de structures à rotor sans pièces polaires .....	121
<b>Figure III.33:</b> Différents types de machines à aimants cylindriques. ....	122
<b>Figure III.34:</b> Génératrice à entraînement direct. ....	123
<b>Figure III.35:</b> Géométrie d'un rotor et de ses aimants pour une génératrice axiale d'une mini-éolienne .....	127
<b>Figure III.36:</b> Forme et position des bobines par rapport aux aimants et les entrefers dans une génératrice à flux axial.....	127
<b>Figure III.37:</b> Modèle du circuit électrique équivalent du générateur et son diagramme de Fresnel pour une charge purement résistive.....	130
<b>Figure III.38:</b> Identification des paramètre interne de la micro-éolienne par confrontation des résultats de simulation avec l'expérimentation. ....	132
<b>Figure III.39:</b> Estimation des paramètres internes de la génératrice pour la mini-éolienne modélisée .....	137

#### Chapitre IV

<b>Figure IV.1:</b> Schéma bloc d'une chaine de conversion éolienne basée sur une GSAP .....	141
<b>Figure IV.2:</b> Modèle électrique équivalent de la GSAP/Charge équivalente dans le repère de Park.....	143
<b>Figure IV.3:</b> Génération du courant de charge de référence par l'algorithme MPPT pour la commande indirecte.....	147
<b>Figure IV.4:</b> Boucle de régulation du courant $i_{dc}$ pour une commande indirecte.....	148
<b>Figure IV.5:</b> Schémas synoptique global de la structure du générateur éolien étudiée. ....	150
<b>Figure IV.6:</b> Schéma de l'association MSAP – Redresseur .....	151
<b>Figure IV.7:</b> Caractéristiques de puissance de la turbine modélisée.....	152
<b>Figure IV.8:</b> Montage Simulink du système éolien modélisé et son redresseur à diode associé. ....	153
<b>Figure IV.9:</b> Courant et Tension de sorties de l'éolienne avant et après redressement. ....	154
<b>Figure IV.10:</b> Vitesse de vent et Puissance du signal avant et après filtrage. ....	154
<b>Figure IV.11:</b> Principe de l'algorithme P&O (a), et son organigramme associé (b). ....	156
<b>Figure IV.12:</b> Montage Simulink du système éolien modélisé avec sortie redressé et son hacheur MLI commandé par algorithme P&O.....	157

<b>Figure IV.13:</b> Implémentation sous Simulink de l'algorithme P&O.....	158
<b>Figure IV.14:</b> Résultats de simulation de l'algorithme P&O pour la poursuite du MPP.....	158
<b>Figure IV.15:</b> Perturbation de la tension et loi de commande issue du bloc MPPT. ....	159
<b>Figure IV.16:</b> Courbe de réponse $P_{Max} = f(V_{vent})$ de la mini éolienne modélisée.....	160
<b>Figure IV.17:</b> Schéma bloc d'une approche de commande indirecte par pilotage de la puissance de charge avec connaissance des caractéristiques de la voilure.....	161
<b>Figure IV.18:</b> Causes de défaillances des éoliennes .....	163
<b>Figure IV.19:</b> Les différents types de maintenance. ....	164
<b>Figure IV.20:</b> Forme générale d'un indicateur de santé - Cas idéal. ....	166
<b>Figure IV.21:</b> Schéma général de génération de résidus et détection de défauts basées modèle physique de processus .....	167
<b>Figure IV.22:</b> Schéma général de génération des résidus par le système de surveillance de la mini-éolienne.....	168

## LISTE DES TABLEAUX

### Chapitre I

**Tableau I-1:** Caractéristiques de l'éolienne S809 utilisé par (El khchine 2018).....38

### Chapitre II

**Tableau II-1:** Classe des vents.....54

**Tableau II-2:** Mesures de la qualité des ajustements pour les distributions de vitesse du vent à Naama. ....65

**Tableau II-3:** Analyse mensuelle de corrélation entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité.....72

### Chapitre III

**Tableau III-1:** Résultats de la première expérience.....88

**Tableau III-2:** Résultats de la seconde expérience – Essais N°1. ....89

**Tableau III-3:** Résultats de la seconde expérience – Essais N°2. ....89

**Tableau III-4:** Tous les résultats expérimentaux. ....98

**Tableau III-5:** Valeurs du Rayon optimal pour les vitesses de vent les plus fréquentes. ....100

**Tableau III-6:** Dimensions des éléments géométriques de la mini éolienne. ....101

**Tableau III-7:** Coefficients de portance et de trainée et efficacité estimés des hélices. ....103

**Tableau III-8:** Résultats de modélisation des pales de la mini-éolienne. ....111

**Tableau III-9:** Production électrique des éoliennes de rayons optimaux.....112

**Tableau III-10:** Paramètres  $a$  et vitesses des démarrages des courbes de réponse pour les éoliennes de rayons optimaux. ....113

**Tableau III-11:** énergie électrique annuelle moyenne produite par les éoliennes de différents rayons optimaux. ....114

**Tableau III-12:** Caractéristiques de la GSAP modélisée .....114

### Chapitre IV

**Tableau IV-1:** Puissance maximale en fonction des vitesses de vent : **(a)** à partir des résultats expérimentaux, **(b)** à partir de la simulation .....160

# **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

L'épuisement des ressources fossiles, les crises fréquentes du marché pétrolier, ainsi que la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et la pollution environnementale sont d'autant d'arguments en faveur de l'urgence quant à la maîtrise et la diversification des sources d'énergie. Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables deviennent de plus en plus importants, voire essentiels.

On considère comme renouvelable, toute énergie provenant de de source naturels et inépuisables à l'échelle humaine. Elles résultent de phénomènes naturels périodiques provoqués principalement par le soleil, les vents, les turbulences et autres manifestations météorologiques.

Le vent constitue une ressource énergétique renouvelable importante, on parle d'énergie éolienne. Pour exploiter l'énergie du vent dans le but de de produire de l'électricité, on utilise différents types et modèles de turbines. Ces dispositifs sont appelés aérogénérateurs. Bien qu'illimitée, l'énergie éolienne n'est pas disponible partout ni tout le temps et dépend des conditions locales. De plus, une éolienne (aérogénérateur) ne produit pas beaucoup d'électricité.

L'énergie éolienne se classe ainsi au deuxième rang mondial, après le solaire photovoltaïque dans la production d'électricité à partir de source renouvelable. Si notre pays se caractérise par la présence d'importants gisements solaires, cela n'a toutefois pas empêché l'intégration des éoliennes dans le programme national pour le développement et la promotion des énergies renouvelables et durables, avec une part estimée à un taux de 3%, ce qui correspond à une production électrique moyenne d'environ 1 700 MW d'ici 2030 (**MEM 2024**).

De nombreuses recherches ont été donc réalisées sur les champs éoliens en Algérie, notamment pour identifier et localiser les zones de vents forts à travers le pays. Malencontreusement, dans ces travaux on s'intéresse aux zones à faibles vitesses de vent mais omniprésent, apte à accueillir des petites éoliennes, capable de produire assez d'énergie électrique pour une charge isolée par exemple. Ceci est regrettable car, de tels projets peuvent participer au développement des régions défavorisées, qui sont loin du réseau électrique national, par la promotion et l'application de cette énergie propre, renouvelable, durable et environnementale. De plus, les petites éoliennes n'occupent pas beaucoup de place au sol, ce qui les rend avantageuses et favorise leur multiplication dans les zones venteuses à travers le monde.

Grace à leurs tailles modérées, elles ne sont pas trop bruyantes et ne modifient pas forcément le paysage d'une région. Les frais d'installation restent limités, tandis que les coûts d'entretien sont prévisibles et se minimisent à long terme. Leur démantèlement ne produit pratiquement aucun déchet.

Les cartes nationales des vents à différentes hauteurs sont régulièrement réactualisées, notamment grâce aux nombreux travaux traitant des potentiels venteux de différentes régions en Algérie, grâce à des données météorologiques récentes et avec un grand nombre de points de mesure. Beaucoup d'entre eux sont le produit du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Ces études sur les gisements éoliens en Algérie ont mis en valeur des sites auparavant sous-estimé. Sur la base des recherches menées, le constat était que notre pays possède réellement un grand potentiel en matière d'énergie éolienne. Des sites dont les vitesses du vent dépassent les 5 m/s.

Malheureusement, très peu de ces travaux concernent la wilaya de Naama, et plus particulièrement la ville de Naama, une ville classée comme région dite à faibles vitesses de vent qui sont par définition strictement inférieur à 5m/s dans ces zones. C'est sûrement dû à ce potentiel éolien peu important comparé à celui d'autres régions, principalement la wilaya voisine d'Adrar, qui abrite la première ferme éolienne Algérienne : La ferme éolienne de Kabertène, que la wilaya de Naama ne suscite pas l'intérêt des chercheurs dans ce domaine. Cette proximité géographique a engendré néanmoins des études englobant les deux sites.

Un autre point est la prépondérance de l'énergie solaire. En effet, la wilaya de Naama jouit d'un potentiel solaire important et de vastes plaines arides propices à l'installation de fermes photovoltaïques. D'où la préférence stratégique d'une installation solaire, ou au mieux hybride à celle d'une exploitation entièrement éolienne.

Les travaux de recherches présentés dans cette thèse se concentrent en premier lieu sur l'identification du potentiel éolien de la ville de Naama. Cette région, bien que faiblement ventée, est propice à l'installation de petites éoliennes grâce à une topographie lisse avec peu de rugosités du terrain, de reliefs, d'ombrage ou obstacles. Le périmètre renferme des couloirs de courants de vents et des zones isolées, éloignées du réseau électrique conventionnel éventuellement nécessitées de cette électricité renouvelable.

Cette zone se distingue par un potentiel météorologique venté quasi-quotidien, même si les fréquences les plus élevées de la distribution de probabilité correspondent aux vitesses de vent

les plus faibles. Les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne du vent, et la variation de la densité de puissance qui restent modérés, ont conduit à concrétiser quantitativement et qualitativement le potentiel énergétique éolien de la ville de Naama.

Une fois la distribution énergétique en fonction des vitesses de vent de la région établie, mettant en évidence la densité de puissance du site, et après la démonstration de la possibilité d'extraire une puissance électrique de cette distribution suite à la caractérisation expérimentale d'une mini-éolienne, l'objectif principal dans nos travaux est d'exploiter au maximum cette puissance.

Pour faire, les rayons optimaux d'une petite éolienne sont identifiés en fonction des vitesses de vent les plus fréquentes. Le choix final se porte sur le couple Vitesse de vent – Rayon qui maximise la puissance annuelle produite. Cette longueur de pales est alors prédisposée à être la plus rentable en termes de production d'énergie.

Ensuite, les paramètres magnétiques – électriques d'une génératrice synchrone à aimants permanents adaptée sont quantifiés avec précision avant d'appliquer des algorithmes de commande à l'hacheur associé à la partie électrique pour maximiser la puissance.

D'autres éléments viennent parfaire ce travail de recherche. En effet :

- Les vents chargés de sables pouvant éventuellement endommager le bon fonctionnement du système, on propose le schéma synoptique d'un module de surveillance de l'éolienne, basé modèle physique inspiré du pronostic énergétique.
- Au-delà de celui visé pour la conception, différents modèles d'aérogénérateurs et toutes leurs caractéristiques électriques sont exposées. Différents algorithmes de maximisation de puissances peuvent leur être appliqués par la suite.
- A l'instar de la transformée de Park et du modèle électrique intégrant un redresseur et/ou un hacheur commandé tous les éléments d'une quelconque commande MPPT sont détaillés en perspective de l'utilisation de l'une d'elles.
- En fin, un algorithme basique d'intelligence artificielle intitulé *K-means* non supervisé est utilisé pour identifier l'individu moyen le mieux représentatif des vitesses de vent. Cette information est primordiale dans la conception des éoliennes pour une région donnée.

Les résultats de notre travail ont permis de définir une configuration optimale pour une petite éolienne composée de six (06) pales, capable de produire une puissance électrique de

88.46 W, avec une efficacité d'environ 48 %, à une vitesse de vent de 6.84 m/s impliquant une vitesse de rotation de 630 Tr/min. D'autres résultats comme les valeurs du courant et de la tension nominaux ou celle d'une charge optimale sont aussi mis en avant.

La faisabilité d'un projet d'installation de petites éoliennes sur les sites isolés de la ville de Naama avec une capacité de production électrique significative, est désormais confirmée. Cette étude fournit les valeurs exactes des paramètres mécano-électriques nécessaires à la fabrication de telles éoliennes.

Rappelons, que certaines parties de la ville se trouvent loin du réseau électrique national, mais certaines éoliennes pourront éventuellement faire partie d'un branchement hybrides.

Ce travail pourrait s'inscrire parfaitement dans la stratégie nationale actuelle, menée par les autorités publiques, visant à développer et promouvoir les énergies renouvelables, durables et respectueuses de l'environnement dans notre pays, et contribue également à la valorisation des régions isolées.

La définition des potentiels énergétiques issus de source éolienne dans les régions à faibles vitesses de vent, notamment dans des wilayas à caractère rural renfermant de vastes zones d'ombres pourra énormément rapporter en terme économique, financier et social au pays. Cette stratégie pourra mener le pays à un équilibre territorial principalement entre le nord et le sud, en promouvant un développement équitable, durable et à long terme. Investir dans ce secteur ouvrira la voie à l'industrialisation des éoliennes et à l'émergence des technologies innovantes sous-jacentes à ce domaine.

À plus grande échelle, bien que l'investissement dans les énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien, puisse être coûteux, son impact socio-économique sur la qualité de vie et la prospérité de la population est indéniable. Il convient également de souligner que le retour sur investissement est réalisable, avec une tendance d'amortissement, une réduction progressive des coûts et une compétitivité croissante du prix du kilowattheure.

En plus de préserver les ressources énergétiques fossiles et de répondre aux défis environnementaux, l'énergie excédentaire pourrait également être exportée vers les pays limitrophes. Cela constituerait une prouesse économique qui élèverait notre pays au rang des nations influentes.

Ce manuscrit est structuré en quatre chapitres, présentés comme suit :

Chapitre 1, intitulé : *Généralités sur les (petites) éoliennes et état de l'art*, présente l'énergie éolienne suivi par une description profonde des principaux constituants et des caractéristiques des éoliennes. La relation entre ces deux parties est mise en évidence par l'étude de l'effet du vent sur les pales de l'éolienne. Divers types de générateurs intervenant dans la conversion électrique et le raccordement éventuel des petites éoliennes au réseau électrique sont abordés. Un bref état de l'art sur les mini éoliennes à axe horizontal et leurs applications dans les régions à faibles vitesses de vent, nous a permis d'identifier les principales méthodes utilisées par les chercheurs pour modéliser ces dernières.

Chapitre 2, intitulé : *Caractéristique de la zone d'étude et analyse statistique des données*, traite en premier lieu du potentiel éolien en général et des gisements nationaux en particulier, avant de s'attarder sur la zone d'intérêt : La ville et Le centre universitaire de Naama : La localisation géographique, la connaissance a priori sur le potentiel éolien et la collecte des données météorologiques les concernant. En second lieu, la distribution des fréquences des vitesses du vent dans la zone d'intérêt est mise en évidence. Il en ressort une distribution de Rayleigh, prévisible pour une zone à faibles vitesses de vent, mais aussi une loi de Weibull pour la distribution globale (vent + Rafales de vent). En fin, les mesures météorologiques enregistrées ont permis de classer les jours puis les mois les plus favorables à la production éolienne via les densités d'air et vitesses de vent moyennes.

Différentes techniques analytiques, digitales et numériques ont été appliquées ici via différents outils de traitement de données, notamment, *Excel*, *Matlab* et *Gstat*. Il en ressort une décorrélation entre le potentiel éolien et le potentiel solaire de la région d'intérêt propice à des systèmes hybrides.

Chapitre 3, intitulé : *Modélisation expérimentale de la mini-éolienne et pronostic énergétique*, est le plus volumineux. Il englobe trois parties qui fonctionnent ensemble à notre sens. La première partie concerne l'estimation expérimentale de la puissance de sortie et production d'énergie annuelle d'une mini-éolienne à axe horizontal. Bien qu'énoncé dans le chapitre 2 (Voir Distribution de puissance d'une éolienne), cette partie a nécessité une investigation expérimentale détaillée ici. La deuxième partie concerne la modélisation, dimensionnement et optimisation d'une petite éolienne adaptée au profile du vent de la région. La technique de recherche utilisée dans cette partie de nos travaux est dite « *à éléments de pales* » mise en œuvre via un programme *Matlab*. La troisième partie est celle de la modélisation de la génératrice à aimants permanents à flux axial et à entraînement direct

adaptée à la turbine dimensionnée dans la partie 2. Le principe de fonctionnement magnétoélectrique a été présenté et le nombre de spire maximal (pour maximiser la puissance) par bobine a été estimé. Pour chacune des parties, tous les résultats obtenus sont présentés, discutés et interprétés.

Chapitre 4, intitulé : *Introduction aux algorithmes de maximisation de puissance et surveillance des systèmes éoliens*, est constitué de deux parties casi-indépendantes. Dans la première, on s'intéresse à l'électronique de puissance, indispensable à l'extraction du courant à partir du système éolien. On y détaille tous les éléments d'une quelconque commande MPPT avant de présenter les résultats d'une approche sans prise en compte de la connaissance à priori du point de fonctionnement optimal. Puis l'introduction d'un second algorithme basé sur cette connaissance qui a résulté du chapitre précédent. Dans la deuxième partie, le schéma synoptique d'un module de surveillance de l'éolienne, basé modèle physique inspiré du pronostic énergétique pour la génération d'un indicateur de santé est proposé pour clôturer ce projet.

En fin, une conclusion générale et des perspectives viennent finaliser le rapport de cette thèse.

# **I. GÉNÉRALITÉS SUR LES (PETITES) ÉOLIENNES ET ÉTAT DE L'ART**

## 1. Introduction

Nous présentons dans ce premier chapitre une vue d'ensemble de l'énergie éolienne. En plus de l'intérêt porté par les pays pour produire une énergie propre et durable, la production d'électricité par l'énergie éolienne attire également de plus en plus de particuliers, notamment grâce à la mise en œuvre de petites éoliennes qui constituent une alternative au réseau électrique dans des sites isolés, comme le montre l'état de l'art des applications présentées ici.

Le développement de ces petites éoliennes progresse continuellement grâce aux recherches menées sur les techniques de conversion de l'énergie cinétique du vent.

La conception d'une éolienne mobilise un large éventail de compétences, allant de la mécanique classique et la résistance des matériaux au génie électrique en passant par l'aérodynamique et les applications numériques. Cela exige une connaissance et un travail concerté entre plusieurs disciplines, comme le montre l'étude théorique développée dans ce chapitre.

## 2. Généralités sur l'énergie éolienne

Découlant de l'influence du soleil sur la terre, les vents ont été l'une des premières sources d'énergie exploitées par l'humanité.

Les vents, loin d'être dociles, sont discontinus et irréguliers. L'éolien est une énergie renouvelable, tirée de la force du vent au moyen d'une machine appelée éolienne. Sa nature aléatoire dans le temps et dans l'espace, rend sa captation complexe, nécessitant des études très méticuleuses.

La production de l'énergie éolienne est fortement impactée par les caractéristiques géographiques, topographiques et météorologiques du site d'implantation de la machine éolienne. Cette énergie mécanique captée est ensuite convertie en électricité via une génératrice.

Appelée aussi aérogénérateur, cette machine transforme l'énergie mécanique transmise par un arbre de transmission, elle-même issue d'une partie de l'énergie cinétique du vent, en énergie électrique grâce à cette génératrice (**Hadjidj, 2019**).

## 2.1. Energie cinétique du vent (Maouedj 2008)

Le vent est de l'air en mouvement, auquel on peut allouer de l'énergie cinétique. Elle est en fonction de la masse et de la vitesse de ce volume d'air.

Pour une densité d'air constante, l'énergie fournie par le vent en fonction de sa vitesse est :

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad (1.1)$$

Où :  $m$  est la masse du volume d'air (en kg),  $V$  sa vitesse instantanée (en m/s) et  $E_C$  son énergie cinétique (en joule).

## 2.2. La masse d'air

A une pression atmosphérique normale et à une température de 15 °C, la masse volumique de l'air est d'environ 1,225 kg /m<sup>3</sup>. Cependant, une humidité élevée réduit un peu la densité de l'air. Aussi, l'air froid est plus dense que l'air chaud, de la même manière que l'air est moins dense à haute altitude en raison d'une pression atmosphérique plus basse. La masse de l'air :

$$m = \rho_0 \cdot v \quad (1.2)$$

$v$  étant le volume d'air occupé par la masse  $m$  (en m<sup>3</sup>) et  $\rho_0$  la masse volumique (en kg/m<sup>3</sup>).

Dans la production d'énergie éolienne, la quantité d'air aspiré dépend de la surface balayée par le rotor de l'éolienne. La puissance du vent traversant cette surface est égale à la quantité d'énergie cinétique traversant le rotor par unité de temps.

## 2.3. Puissance du vent théoriquement récupérable (Feld 2010, Maouedj 2008)

Les éoliennes obtiennent de l'énergie cinétique en ralentissant le vent dans l'espace délimité par la surface de leur rotor. En effet, en considérant l'éolienne comme un dispositif de récupération d'énergie de surface  $S$  et en supposant que la vitesse du vent,  $V$  est uniforme sur l'ensemble de cette surface, le volume  $v$  de l'équation (1.2) représente le débit volumique d'air  $Q_v$  en m<sup>3</sup>/s qui traverse cette surface par seconde (l'unité de temps).

Avec :

$$Q_v = V \cdot S \quad (1.3)$$

Sachant que la puissance est de l'énergie par unité de temps est en rassemblant les équations (1.1), (1.2) et (1.3), on obtient :

$$P_{\text{éol}} = Ec_{/Sec} = \frac{1}{2} m_{/Sec} \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot v_{/sec} \cdot V^2$$
$$P_{\text{éol}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot Q_v \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot S \cdot V^3 \quad (1.4)$$

Cette puissance (en Watt) est théorique. Il est bien entendu impossible de la récupérer intégralement avec une éolienne, car cela reviendrait à stopper complètement le vent.

En supprimant le paramètre S (Surface balayée par le rotor) de la formule 1.4, on obtient la densité de puissance d'un site en W/m<sup>2</sup>. Elle est considérée comme un bon indicateur du potentiel éolien disponible et se calcule par la formule :

$$p = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot V^3 \quad (1.5)$$

### 2.4. Limite de Betz / Formule de Betz

Albert Betz détermina en 1919 la quantité maximale d'énergie cinétique éolienne pouvant être convertie en énergie mécanique. Il a ainsi déterminé la puissance maximale récupérable, qui est inférieure à la puissance disponible, car l'air doit conserver une énergie cinétique résiduelle pour maintenir un écoulement continu (**Annexes 1-A**). La capacité de récupération maximale est :

$$P_{Max} = \frac{16}{27} \cdot P_{\text{éol}} \quad (1.6)$$

Cette puissance maximale est obtenue lorsque :

$$V_{\text{aval}} = \frac{1}{3} \cdot V_{\text{amont}} \quad (1.7)$$

#### Les éoliennes détournent le vent

En effet, les éoliennes récupèrent l'énergie du vent en le déviant avant qu'il atteigne la surface balayée par le rotor. Les éoliennes ne peuvent donc jamais récupérer toute l'énergie fournie par le vent (voir limite de Betz). Lors de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par le rotor, ralentissant ainsi le vent, la vitesse du vent en amont du rotor sera toujours supérieure à celle en aval.

Cependant, la conservation de la masse d'air traversant la surface balayée engendre un élargissement de la veine du courant d'air en aval du rotor (Principe de la conservation de la quantité de mouvement au travers l'éolienne). Ce freinage s'effectue progressivement jusqu'à ce que la vitesse de l'air derrière le rotor soit presque constante (**Hilton 2017**).

### **2.5. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne**

Selon (**Marzouk 2008**), les principaux atouts de l'énergie éolienne sont principalement liés à la protection de l'environnement. Elles suppriment les émissions de gaz à effet de serre, les polluants, ainsi que les déchets, tout en préservant les ressources énergétiques classiques. Même les parcs éoliens de grande envergure n'ont qu'un faible impact sur la nature. Contrairement à l'énergie solaire, l'empreinte spatiale des éoliennes reste modérée, avec un coût de mise en œuvre relativement inférieur.

Cependant, quelques inconvénients environnementaux subsistent, tels que les nuisances sonores, les interférences électromagnétiques, les risques pour la faune aviaire et les éventuels incidents dus au détachement des pales du rotor (ce qui reste très rare). Les niveaux de bruit générés par les éoliennes dépendent de la vitesse de rotation des pales. Bien que les anciens modèles produisent des sons plus élevés, les avancées récentes dans l'aérodynamisme des pales ont largement réduit ces nuisances. Par ailleurs, le respect des normes en vigueur et les contrôles réguliers des machines limitent les risques d'accidents liés au détachement des pales et garantissent la sécurité des zones proches.

Sur le plan socio-économique, les parcs éoliens, qu'ils produisent de l'électricité ou remplissent d'autres fonctions, offrent des avantages significatifs, notamment en créant des emplois et en favorisant l'indépendance énergétique. Ils soutiennent aussi le développement durable et contribuent à la stabilisation des populations locales.

### **2.6. Développement de l'énergie éolienne en Algérie**

En ce qui concerne l'énergie éolienne terrestre en Algérie, les données disponibles montrent un potentiel relativement modéré, avec des vitesses de vent variant en moyenne entre 2 et 6 m/s. Ce niveau est insuffisant pour le développement de grands projets commerciaux (**Cerefe 2020**).

Ces données réconfortent notre choix de travailler sur un site de faible vitesse de vent qui est la ville de Naama.

Les faibles capacités de fabrication de l'industrie éolienne nationale nous orientent quant à elles à nous intéresser plus aux petites éoliennes pour applications domestiques ou isolés.

Cependant, certaines zones du pays, en particulier celles du Sud-Est (Adrar, Ain Salah, Tindouf), disposent d'un potentiel suffisant pour accueillir des parcs éoliens rentables, à condition de faire les bons choix techniques. L'installation d'éoliennes de grande envergure, avec des mâts plus élevés et des pales plus longues, permettrait d'optimiser le facteur de charge en captant des vents plus puissants et constants en altitude, tout en augmentant la production d'énergie grâce à une plus grande surface balayée (Cerefe 2020).

### **2.6.1. Ce qu'était prévu (Marzouk 2008, Hadjidj 2019, Cerefe 2020)**

L'Algérie avait élaboré une stratégie ambitieuse pour encourager le développement et l'utilisation des énergies renouvelables qui devait atteindre 40% de la consommation énergétique du pays à l'horizon 2030, soit 22.000MW.

Formulée dans le cadre du premier programme national dédié au développement et la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie, et adopté par le gouvernement le 3 février 2011, cette stratégie se déployait selon quatre étapes.

Malgré son potentiel relativement limité, le programme n'excluait pas l'éolien qui constitue le deuxième axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité à l'horizon de 2027.

En plus du parc de Kabertene dans la wilaya d'Adrar, Le programme algérien prévoyait la construction de deux fermes éoliennes de 20 MW chacune livrables avant 2030.

L'Algérie investit également dans des études visant à identifier les emplacements propices pour d'autres projets, avec un objectif d'environ 1700 MW pour la période 2016-2030. Par ailleurs, des études étaient planifiées pour lancer une industrie éolienne nationale. Entre 2014 et 2020, l'objectif était d'atteindre un taux d'intégration de 50%, avec des actions telles que :

- La construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors pour les éoliennes ;
- La création d'un réseau national de sous-traitants pour la production des composants des nacelles ;
- Le renforcement des compétences en ingénierie et conception, permettant aux entreprises algériennes d'atteindre un taux d'intégration d'au moins 50%.

Pour la période 2021-2030, l'ambition était de porter ce taux à plus de 80% en élargissant les capacités de production et en développant davantage le réseau de sous-traitants locaux. Il était également prévu que l'Algérie conçoive et fabrique ses propres éoliennes, assurant ainsi la maîtrise des technologies et des techniques modernes.

Ensuite, et dans le plan d'exécution de sa version réactualisée en 2015, Le projet PNEREE prévoyait l'installation de 5010 MW de source éolienne sur deux phases : 1010 MW entre 2015 et 2020, puis 4000 MW entre 2021 à 2030.

### **2.6.2. Principales réalisations (Cerefe 2020)**

Le calendrier de réalisation établi en 2011 n'a jamais été respecté dès le début. Parmi les projets pilotes prévus, totalisant 110 MW, seuls trois ont été réalisés, représentant une capacité totale de 36,3 MW. Cela inclut la centrale éolienne de Kabertène (Adrar) d'une capacité de 10,2 MWc, équipée de 12 aérogénérateurs de 850 KW chacun, opérationnels depuis 2014.

Toutes les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables connectées au réseau ont été initiées par des entités publiques telles que SKTM, CREG, et Sonatrach, et financées par l'État (dont les 10.2 MW de la Centrale éolienne de Kabertène – Adrar en 2014).

Par ailleurs, le Ministère de l'Agriculture, à travers le Haut-Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS), la Direction Générale des Forêts (DGF), le Commissariat au Développement de l'Agronomie Saharienne (CDARS) et les Directions des Services Agricoles (DSA), a installé des systèmes solaires et éoliens pour le pompage d'eau, principalement pour les puits destinés à l'abreuvement du bétail. La capacité totale recensée pour ces projets atteint 4197 KWc, dont 46 KWc proviennent des 42 systèmes éoliens de pompage d'eau installés par le CDARS jusqu'en 2019.

En conclusion, le bilan global montre qu'environ 411 MWc d'énergies renouvelables (solaire et éolien) ont été réalisés en Algérie, dont 390 MWc sont raccordés au réseau (environ 95 % du total), tandis que 21 MWc fonctionnent en mode autonome, ne représentant que 5 %. Ainsi et avec le recul, on observe que jusqu'en fin 2021, aucun des deux volets du programme national n'a été mis en œuvre ni suivi comme prévu.

### **2.6.3. Prévisions futures**

L'Algérie a réitéré son engagement en faveur du développement des énergies renouvelables, avec pour objectif d'atteindre une capacité totale de 15000 mégawatts d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2035, ainsi qu'un plan national ambitieux pour la production d'hydrogène vert, à l'occasion de la 3<sup>ème</sup> Journée algéro-allemande de l'énergie, tenue à Alger le 09 décembre 2021 (**Amba 2021**).

### 3. Etude théorique des (petites) éoliennes

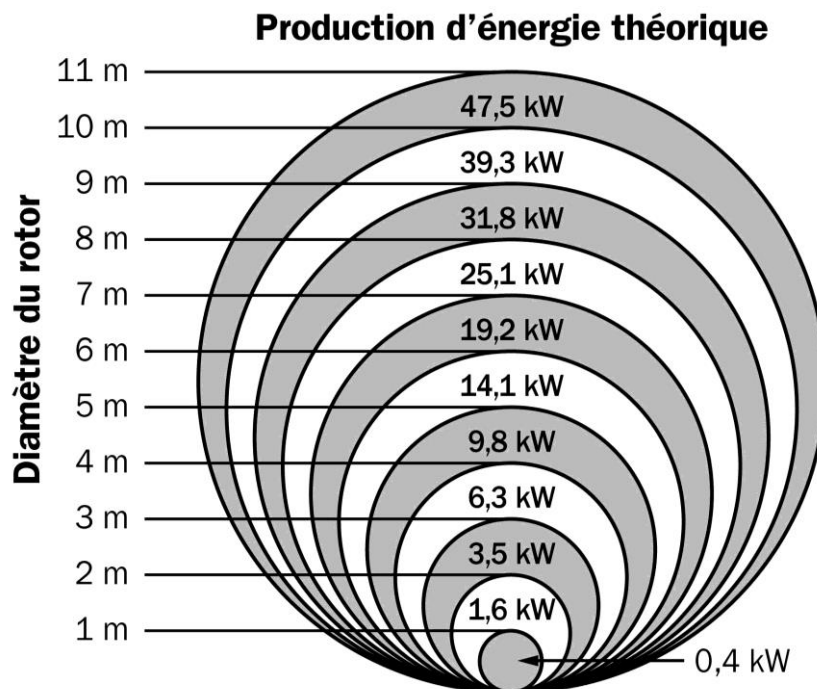
On caractérise les aérogénérateurs éoliens selon leur taille et leurs puissances qui déterminent leurs coûts. Ils sont classifiés selon l'orientation de leurs axes et leurs caractéristiques techniques.

Bien qu'il n'existe pas de classification officielle, on considère comme petites éoliennes celles avec une surface balayée inférieure à 200 m<sup>2</sup> et une puissance nominale comprise entre 100 W et 100 kW (MRN 2012).

A titre d'exemple, cette capacité est limitée à 36 kW dans certains pays en raison des contraintes de raccordement au réseau électrique basse tension. Malgré que la plupart des offres se limitent à 20 kW.

Cette classification se décompose en plusieurs sous classes dont les plus petites :

- Les Micro éoliennes : rotor de 0,5 à 2 m de diamètre, pour une production de 100 W à 1 kW ;
- Les petites éoliennes : rotor de 2 à 12 m de diamètre, et une production de 1 kW à 36 kW. Plus particulièrement, on parle d'éoliennes avec moins de 6m en diamètre, soit une surface balayée d'environ 28 m<sup>2</sup> et 6 kW de puissance produite à 11m/s.



**Figure I.1:** Relation entre la production d'énergie théorique et le diamètre du rotor pour une petite éolienne à une vitesse nominale de vent de 10 m/s (Clarke 2018).

### 3.1. Caractéristiques et types de turbines (Feld 2010, Gergaud 2002)

Les principaux paramètres de fonctionnement d'une éolienne sont : la vitesse spécifique, le coefficient de puissance caractérisant la forme aérodynamique des pales, le coefficient du couple et l'efficacité.

#### 3.1.1. La vitesse spécifique

La vitesse spécifique  $\lambda$ , appelée aussi paramètre de rapidité ou encore vitesse périphérique normalisée, en anglais *Tip Speed Ratio (TSR)*, est le rapport entre la vitesse périphérique, mesurée à l'extrémité des pales, et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{V_p}{V} = \frac{\Omega \cdot r}{V} \quad (1.8)$$

Où  $\Omega$  représente la vitesse de rotation des pales en rad/s et  $r$  le rayon de la pale en mètre.  $V$  est la vitesse du vent.

L'éolienne est considérée comme lente lorsque  $\lambda < 3$ . Elle est dite rapide si  $\lambda > 3$ .

#### 3.1.2. Le coefficient de puissance

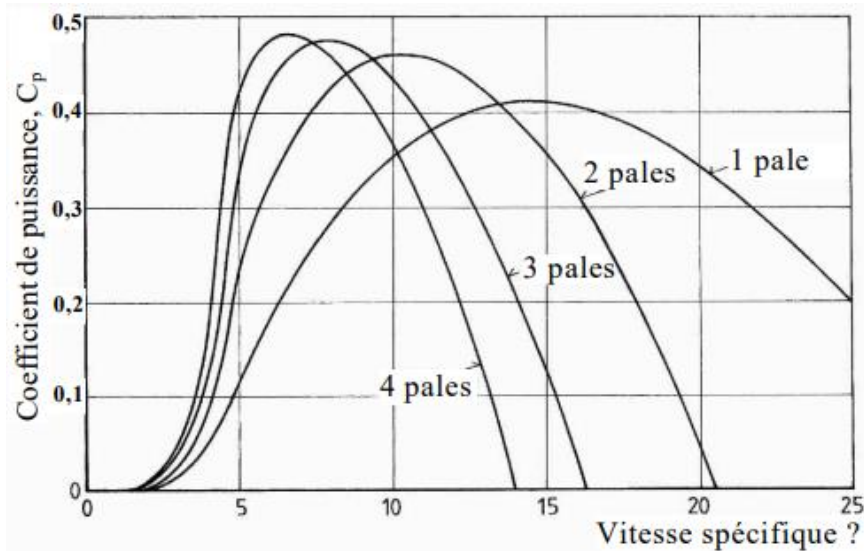
Le coefficient aérodynamique de puissance de la turbine traduit le rendement maximal de l'éolienne. Noté  $C_p$ , c'est le rapport de la puissance recueillie sur l'arbre du rotor ( $P_{\text{Turbine}}$ ), à la puissance cinétique balayé par la surface du rotor ( $P_{\text{éol}}$ ).

$$C_p = \frac{P_{\text{Turbine}}}{P_{\text{éol}}} \quad (1.9)$$

La démonstration de la limite de Betz montre clairement que la valeur du coefficient de puissance  $C_p$ , ne peut excéder 59,26% (formule 1.6).

$C_p$  représente l'efficacité l'aérogénérateur dans la capture de l'énergie cinétique du vent. Sa valeur dépend de la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du vent. Il est donc avantageusement exprimé en fonction de la vitesse spécifique.

La figure 1.2 illustre l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  pour des turbines à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales.



**Figure I.2:** Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse spécifique.

On constate que chaque type d'éolienne possède une valeur normalisée  $\lambda_{opt}$  de la vitesse spécifique qui maximise son rendement aérodynamique. Le fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, réduit la capacité à rester sur le maximum de la courbe.

Ainsi, plus la caractéristique  $C_p = f(\lambda)$  est en cloche, plus il est favorable d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la plage optimale.

### 3.1.3. Le coefficient de couple (Guyard 2011)

Le coefficient du couple  $C_T$  définit le rapport du couple moteur  $\Gamma$  qui s'exerce sur l'arbre de sortie du capteur éolien au couple aérodynamique  $Q$ . Il est égal aussi au rapport du coefficient de puissance  $C_P$  à la vitesse spécifique  $\lambda$ .

$$C_T = \frac{\Gamma}{Q} = \frac{C_P}{\lambda} \quad (1.10)$$

Le couple moteur et le couple aérodynamique sont respectivement donnés par (Mahri 2007) :

$$\Gamma = \frac{P_{Turbine}}{\Omega} \quad (1.11)$$

$$Q = \frac{P_{éol}}{\omega} \quad (1.12)$$

Où  $\omega = \frac{v}{r}$  est la Vitesse angulaire de rotation de l'écoulement de l'air.

Tous come le  $C_p$ , le  $C_T$  caractérise les performances du capteur éolien et est habituellement représenté en fonction de  $\lambda$  (Figure 1.4).

### 3.1.4. L'efficacité

Les coefficients de puissance et de couple caractérisent uniquement les performances du rotor de l'éolienne. Ils ne tiennent pas compte des pertes dues aux autres composants comme le générateur électrique, les roulements et la boîte de vitesses. L'efficacité globale, est définie comme la puissance électrique nette produite par rapport à la puissance éolienne totale disponible. Il est donné comme suit (**Kishore 2013**) :

$$\eta = \frac{P_{\text{électrique}}}{P_{\text{éol}}} \quad (1.13)$$

### 3.1.5. Les différentes architectures du rotor

Les éoliennes se classifient en deux grandes catégories selon l'orientation de leur axe de rotation par rapport à la direction du vent, ce qui revient à la configuration géométrique de l'arbre supportant l'hélice (**Nasr 2011**) :

- Les éoliennes à axe horizontal (HAWT) : Cette catégorie comprend les éoliennes multipales à vitesse lente, ainsi que les modèles tripales et bipales à vitesse rapide ;
- Les éoliennes à axe de vertical (VAWT) : Celles-ci incluent les types Savonius, Darrieus, ...etc.

#### *a. Eoliennes à axe vertical*

Quelles soient conçues selon le principe de portance (rotor Darrieus, à gauche sur la figure 1.3) ou de traînée (rotor Savonius, à droite sur la figure 1.3), les éoliennes à axe vertical présentent les avantages suivants (**Poitiers 2003**) :

- Faciles à fabrication et la maintenance, accessibles et nécessitent peu d'entretien ;
- Ne nécessitent pas de système d'orientation des pales ;
- Leur seuil de vitesse de démarrage est d'environ 2 m/s.

Néanmoins, ces éoliennes ont aussi certains inconvénients (**Poitiers 2003**) :

- Le rendement est faible, notamment à cause des très basses hauteurs d'exploitation, ce qui conduit à une multiplication d'implantation pour les puissances relativement intéressantes, et donc une surface occupée au sol très importante pour ces puissances élevées ;
- Certaines de ces éoliennes nécessitent un entraînement au démarrage ;
- Elles sont sujettes à des problèmes d'aéroélasticité et aux méfaits des turbulences.



**Figure I.3:** Différentes architectures du rotor d'éoliennes.

### *b. Eoliennes à axe horizontal*

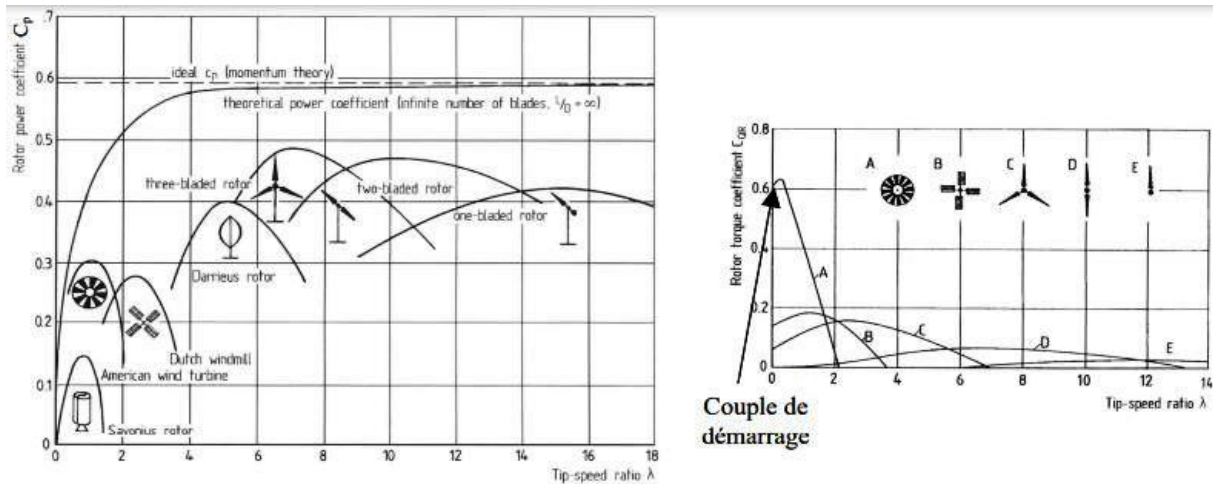
Elles sont équipées d'hélices composées d'une à plusieurs pales. Le modèle à trois pales, le plus courant, offre un bon équilibre entre rendement énergétique, coût et vitesse de rotation (Poitiers, 2003). Ce type de configuration assure une meilleure stabilité du rotor ainsi qu'une bonne performance aérodynamique.

Deux sous-catégories d'éoliennes à axe horizontal existent (Nasr 2011) :

- Position Amont : le vent souffle face aux pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides. Le rotor est orienté selon la direction du vent grâce à un mécanisme d'asservissement.
- Position Aval : ici, le vent arrive sur l'arrière des pales, créant un équilibre dynamique. Le rotor, plus souple, s'oriente de manière autonome grâce à un gouvernail

La configuration en position amont est privilégiée en raison de sa simplicité et de ses performances supérieures pour des puissances élevées. Elle nécessite moins d'efforts de manœuvre et offre une meilleure stabilité.

D'un point de vue aérodynamique, on compare les différents types de turbines en analysant leurs coefficients de puissance et de couple en fonction de la vitesse spécifique. Les graphiques de la figure 1.4 illustrent les coefficients de puissance ( $C_P$ ) et de couple ( $C_T$ ) typiques selon la vitesse spécifique ( $\lambda$ ) pour diverses configurations d'éoliennes.



**Figure I.4:** Coefficients de puissance et de couple en fonction de la vitesse spécifique pour différents types de turbines.

On peut observer que (Gergaud 2002) :

- Les graphiques du coefficient de couple indiquent que les systèmes multipales présentent des couples de démarrage plus favorables, ce qui est également vrai pour les éoliennes à axe vertical ;
- Les courbes représentant  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  mettent en lumière l'avantage des turbines à axe horizontal en termes de production d'énergie, bien que cette affirmation doive être nuancée, surtout dans des zones à peu ventés (comme les zones urbaines) ;

De plus, les courbes  $C_p = f(\lambda)$  sont plus plates, donc moins sensibles aux fluctuations de  $\lambda$  autour de  $\lambda_{opt}$  pour les éoliennes à axe horizontal avec un nombre réduit de pales (3, 2 ou 1) par rapport aux éoliennes à axe vertical ou multipales, ce qui les rend plus stables.

### 3.2. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

Les principaux composants dans une éolienne à axe horizontal sont présentés ci-dessous. Les technologies actuelles des éoliennes ont bénéficié de nombreuses avancées, rendant ces systèmes plus sûrs et plus fiables. Il est à noter que les éoliennes industrielles tripales de grande taille, prédominante dans le monde, sont équipées de technologies et d'éléments techniques qu'on ne retrouve pas forcément sur les petites éoliennes, sujet de cette étude.

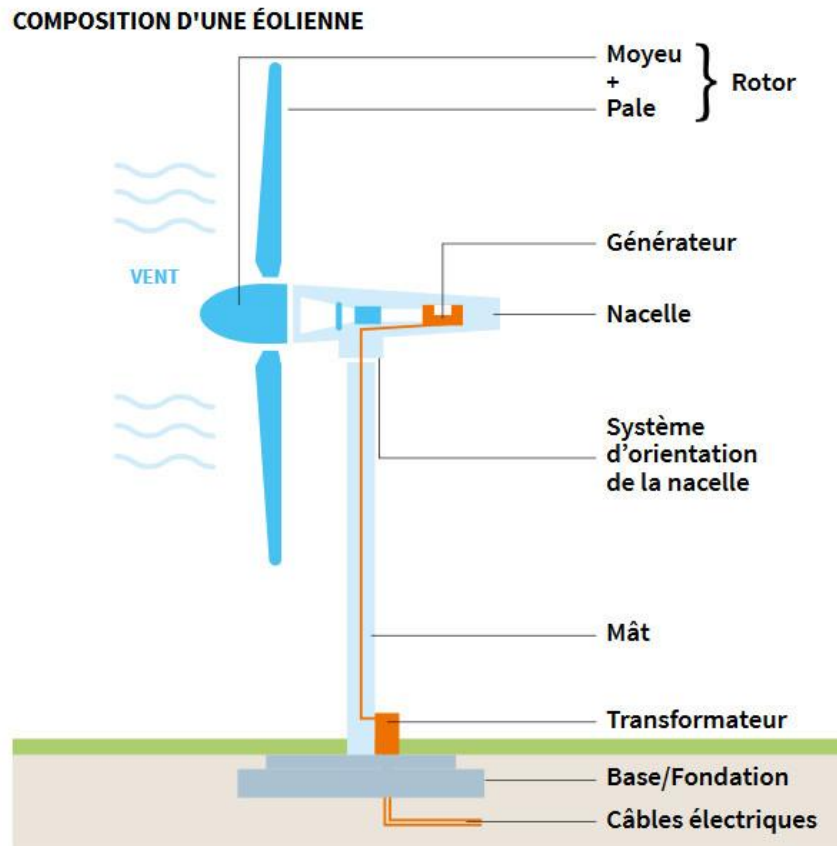


Figure I.5: Éléments constitutifs d'une éolienne (mission energie 2022).

### 3.2.1. Le mat ou la tour

C'est le pylône qui supporte à son sommet l'ensemble des dispositifs à une altitude adéquate, à l'écart des perturbations causées par le vent. Cela permet d'optimiser la capture continue de l'énergie cinétique du vent. De plus, la tour d'éolienne abrite les équipements électriques et électroniques indispensables à la transmission de l'énergie électrique (Khechana, 2008).

### 3.2.2. Les pales

Il s'agit de la composante aéromécanique la plus importante de l'éolienne. Les pales capturent l'énergie cinétique du vent et la transmettent au dispositif de conversion. La performance globale de l'aérogénérateur est étroitement liée à la conception aérodynamique de ces pales.

Divers facteurs caractérisent les pales, notamment la longueur, la largeur, le profil, le type de matériau et le nombre. Certains de ces éléments sont établis par des calculs prenant en compte des hypothèses sur la puissance et le couple, tandis que d'autres sont sélectionnés en fonction du coût et de la résistance aux conditions climatiques (Khettache 2019).

### *a. La longueur des pales*

Elle est directement liée à la puissance recherchée, car elle détermine le diamètre du rotor, lequel varie en fonction de la vitesse de rotation. Les pales doivent respecter les contraintes exercées à leurs extrémités à cause de la force centrifuge. Il est également crucial de prendre en compte la fatigue des pales ainsi que les risques de vibrations, en particulier pour celles de grande longueur.

### *b. La largeur des pales (Longueur de la corde)*

Elle est définie par le besoin de couple de démarrage, lequel s'améliore avec une plus grande largeur de pale. Or, pour atteindre des vitesses de rotation plus élevées, il est recommandé de choisir des pales plus fines et légères.

### *c. Le profil*

Il est sélectionné en fonction du couple souhaité. Pour la majorité des aérogénérateurs de faible ou moyenne puissance, les pales ne présentent pas de torsion. Les propriétés des différents profils sont établies à l'issue des essais en soufflerie.

La figure 1.6 illustre un exemple de pale de micro-éolienne et son profil.



**Figure I.6:**Pale de micro-éolienne et son profil (Feld 2010).

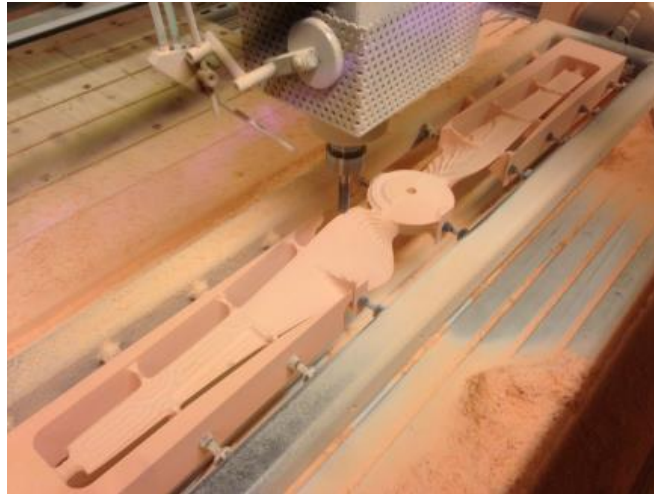
### *d. Les matériaux*

Ils sont sélectionnés de sorte à répondre à des exigences techniques de légèreté et de qualité, conformément aux normes environnementales établies par la réglementation.

Leurs propriétés mécaniques sont évaluées à travers divers tests, tels que la traction, la compression, la flexion, la torsion, le délaminage, le flambage, la fatigue, ainsi que le contrôle du volume de fibres, entre autres.

Pour des pales assez petites, le bois est souvent utilisé. Il est léger, facile à manipuler, résistant à la fatigue, mais vulnérable à l'humidité (Figure 1.7).

On retrouve aussi, les matériaux composites. Ils permettent d'obtenir des pales aux formes et dimensions variées, adaptées aux exigences mécaniques des systèmes de grande puissance, incluant des pales vrillées, des cordes évolutives et des profils changeants.



**Figure I.7:** Exemple d'usinage de bipales de micro-éolienne en bois (Pla 2015).

### 3.2.3. Le moyeu

Il s'agit d'une pièce moulée qui soutient les pales. Pour les éoliennes à pas variable (appelé *pitch*), il est équipé d'un mécanisme qui permet d'ajuster l'angle des pales pour les orienter vers les zones optimales d'attaque, ce qui régule la vitesse de rotation du rotor. Cela permet de diminuer l'incidence et à maintenir une puissance constante. Entre autres, le rôle du moyeu est de contenir ce *pitch controller* qui permet, d'une part, de freiner l'éolienne pour la protéger des vents forts en plaçant les pales en drapeau, ce qui réduit leur prise au vent, et d'autre part, d'optimiser le couple transmis au rotor pour le démarrage. Un frein hydraulique est requis pour verrouiller le système en position optimale (Hadjidj 2019).

### 3.2.4. Le rotor

Les pales assemblées au moyeu composent le rotor. Les pales sont montées sur des brides standardisées. Positionné sur un axe fixe appelé arbre de moyeu, il est installé sur l'arbre lent.

Le rotor est généralement recouvert d'un carénage en polyester, conçu en forme d'obus pour des raisons à la fois aérodynamiques et esthétiques (Khettache, 2019).



**Figure I.8:** Exemple d'un assemblage de rotor de petite éolienne (Euromakers 2022).

### 3.2.5. La nacelle

Elle permet de fixer et supporter le rotor. Elle abrite divers composants mécaniques, électriques, électroniques et pneumatiques, ainsi que l'ensemble des équipements d'automatisation destinés à la régulation et l'asservissement des différentes fonctions de l'éolienne (Hadjidj 2019).



**Figure I.9:** Nacelle (L'énergie éolienne 2022).

Les nacelles des grandes éoliennes (on-shore ou off-shore) constituent le cœur du processus de production d'électricité en reliant le rotor à l'arbre lent et aux composants électromécaniques. Parmi ces composants figurent l'arbre rapide, les roulements, la génératrice, le multiplicateur, les systèmes de freinage et d'orientation, ainsi que les composants d'interaction correspondants. La nacelle s'oriente automatiquement en permanence dans la direction des vents dominants (**Hadjidj 2019**).

Entre outre, on retrouve dans la nacelle, de grande éolienne notamment, les éléments suivants :

- Un système d'orientation permettant de placer le rotor perpendiculairement au vent ;
- Des arbres de transmissions reliant le rotor au multiplicateur de vitesse. Puis le multiplicateur au générateur. Ils permettent le transfert de l'énergie mécanique ;
- Une boîte (ou multiplicateur) de vitesse : son rôle est d'augmenter la vitesse de rotation de la génératrice par rapport à celle de la turbine ;
- La génératrice : elle assure la conversion mécano-électrique. Elle peut être synchrone ou asynchrone, à cage ou à rotor bobiné... (**Liserre 2011**). La puissance électrique de ces génératrices varie de quelque kW à plusieurs MW.

Le stator, partie fixe de la génératrice, est constituée d'enroulements en cuivre (bobines) et de plusieurs conducteurs cylindriques regroupés en faisceaux. Le champ magnétique dans le stator est généré par l'épanouissement polaire des aimants se trouvant dans le rotor.

- Un système de commande et de surveillance : Il surveille en continu le fonctionnement de l'éolienne et intervient automatiquement pour l'arrêter en cas de dysfonctionnement. Toutes les fonctions de l'éolienne sont entièrement automatisées. L'optimisation de la production est gérée par des logiciels spécialisés.
- Un dispositif de refroidissement : Il est généralement constitué d'un ventilateur électrique pour refroidir la génératrice, ainsi qu'un refroidisseur à huile ou à eau destiné au multiplicateur.

En plus d'éléments auxiliaires tel que : des feux d'obstacle, un parafoudre et un système de dégivrage, ...

### 3.2.6. La base ou les fondations

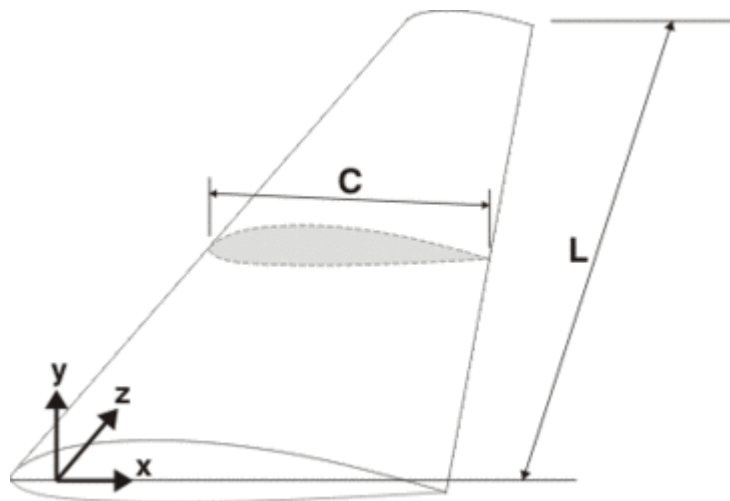
C'est la liaison entre la tour et le sol. Sa fonction principale est d'ancrer et stabiliser l'éolienne dans la terre. Elles portent l'ensemble des charges statiques et dynamiques de l'éolienne.

La base, généralement circulaire et en béton armé pour les éoliennes terrestres, est conçue selon les caractéristiques des aérogénérateurs et les propriétés du sol. Elle est parfois recouverte de terre végétale (Ziane 2017).

### 3.3. Action du vent sur les pales

Pour comprendre le fonctionnement d'une éolienne, il est essentiel d'introduire quelques principes aérodynamiques. Parmi eux, la trainée et la portance sont des notions primordiales. Une pale d'éolienne est un objet tridimensionnel. Elle possède une longueur de corde (direction "x"), une envergure (direction "z") ainsi qu'une certaine cambrure (direction "y"). Il est complexe de prendre en compte ces trois dimensions simultanément. On se concentre donc sur les deux dimensions (2D) où les phénomènes physiques dominent, à savoir la cambrure et la corde. L'envergure est traitée comme une superposition des comportements en 2D le long de la troisième dimension.

Le profil de l'aile (représenté par la surface grisée sur la figure) est obtenu en découpant une portion de l'aile à un point le long de l'envergure (energie 2022).

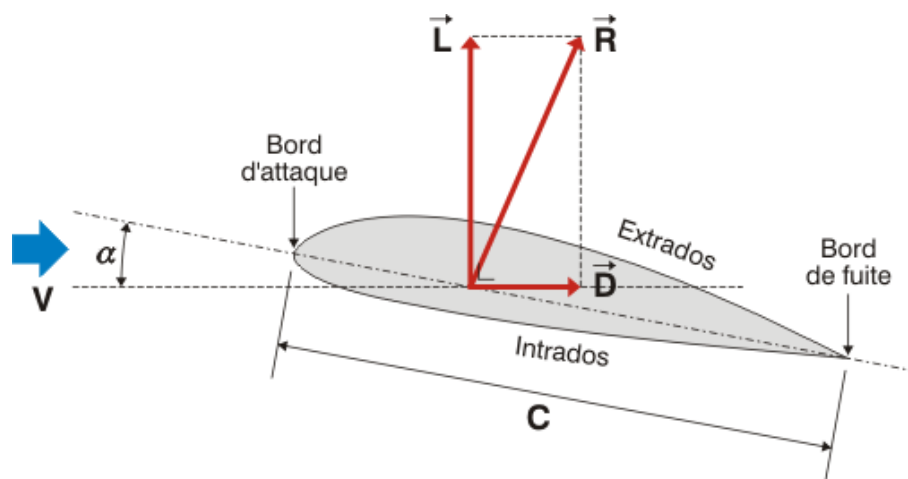


**Figure I.10:** Illustration des trois dimensions d'une pale (energie 2022).

Le profil 2D d'une pale se compose d'un bord d'attaque et d'un bord de fuite, reliés par une corde, notée  $c$ , qui varie généralement en fonction de la position le long de l'envergure (voir figures ci-dessous). De plus, la forme du profil peut changer le long de cette distance. La section du profil située entre le bord d'attaque et le bord de fuite, orientée vers le haut, est appelée extrados, tandis que la partie orientée vers le bas est désignée comme l'intrados (energie 2022).

Le profil est placé dans un écoulement, au milieu d'une soufflerie par exemple, où l'air présente une certaine vitesse,  $V$ , mesurée loin, en amont du bord d'attaque. En effet, l'air autour d'une éolienne est déjà perturbé par sa présence avant même de l'avoir touché. Cette influence se manifeste par des trajectoires courbes du fluide d'air, qui est déviés bien avant d'avoir atteint le bord d'attaque (**energie 2022**).

La déviation de l'air par le profil de la pale est à l'origine des principales actions aérodynamiques qu'elle subit, qu'on explique ci-dessous.



**Figure I.11:** Forces aérodynamiques subies par le profil d'une pale sous le vent (**energie 2022**).

### 3.3.1. La portance

Une aile d'éolienne tire parti de l'effet de portance, qui résulte de l'écoulement de l'air autour de son profil. L'air circule plus rapidement sur l'extrados (la partie supérieure) que sur l'intrados (la partie inférieure) de la pale. Cela s'explique par le fait que l'air a une distance à parcourir plus longue sur l'extrados que sous l'intrados. Cette accélération de l'air sur l'extrados entraîne une baisse de pression, tandis que le ralentissement de l'air sous l'intrados provoque une augmentation de pression. Cette différence de pression des deux côtés de la pale génère une force inégale, créant ainsi une force perpendiculaire à la direction du vent. Elle est d'autant plus importante que l'angle d'attaque est important. Ce raisonnement est toutefois limité par le phénomène de décrochage (**energie 2022**).

La force de portance s'exprime par :

$$L = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot V_r^2 \cdot s \cdot C_z \quad (1.14)$$

Où :

$L$  est la force de portance ( $L$  comme “*lift*” en anglais, en  $N$ ) ;

$V_r$  est la vitesse de déplacement: vitesse relative du vent par rapport à la pale (en  $m/s$ ) ;

$s = l \cdot C$  (On suppose que la surface  $s$  est équivalente à la surface réelle de la pale) est la surface de la pale (surface projetée, surface mouillée, maître couple, en  $m^2$ ).  $l$  est la longueur de la pale.  $C$ , est la corde (en  $m$ ) ;

$C_z$  est le coefficient de portance, il est identifié en soufflerie et est spécifique à chaque profil de pale.

### 3.3.2. La traînée

La traînée représente la résistance que l'air oppose à la pale. Elle croît proportionnellement à la surface exposée dans le sens de l'écoulement. Cette force agit dans la même direction que le vent, s'opposant ainsi au mouvement de la pale. Il est donc essentiel de la minimiser pour optimiser les performances de l'éolienne. La traînée se calcule de la façon suivante :

$$D = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot v_r^2 \cdot s \cdot C_x \quad (1.15)$$

Où :

$D$  est la force de traînée ( $D$  comme “*drag*” en anglais, en  $N$ );

$C_x$  est le coefficient de traînée, déterminé expérimentalement.

### 3.3.3. Action aérodynamique totale

L'action aérodynamique totale résulte de la combinaison des forces de portance et de traînée (voir Figure 1.11) :

$$R = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot v_r^2 \cdot s \cdot C_r \quad (1.16)$$

Où :

$R$  est la force aérodynamique totale exercée par le vent sur la pale (en  $N$ ) ;

$C_r$  est le coefficient aérodynamique.

### 3.3.4. Angles d'attaque et de décrochage

La corde forme un angle avec la vitesse de l'air en amont,  $V$ , appelé l'**angle d'attaque** (AOA pour “*angle of attack*”). Plus cet angle est grand, plus le flux d'air est dévié par le profil de la pale, modifiant ainsi localement l'écoulement de l'air autour de celle-ci (energie 2022).

Pour des pales, l'angle d'attaque est la somme de l'angle d'incidence  $i$ , qui représente l'angle entre la pale et la direction du vent apparent, et de l'angle de calage  $\beta$ , formé entre la pale et son plan de rotation.

Étant donné que la vitesse tangentielle de la pale augmente avec la distance par rapport au centre de rotation, la vitesse relative du vent  $V_r$  ainsi que l'angle d'incidence varient, pour maintenir un angle d'attaque constant tout au long de la pale, il est possible d'ajuster l'angle de calage en vrillant la pale sur sa longueur.

$$\alpha = \beta + i = \arctan\left(\frac{V}{U}\right) \quad (1.17)$$

Où :

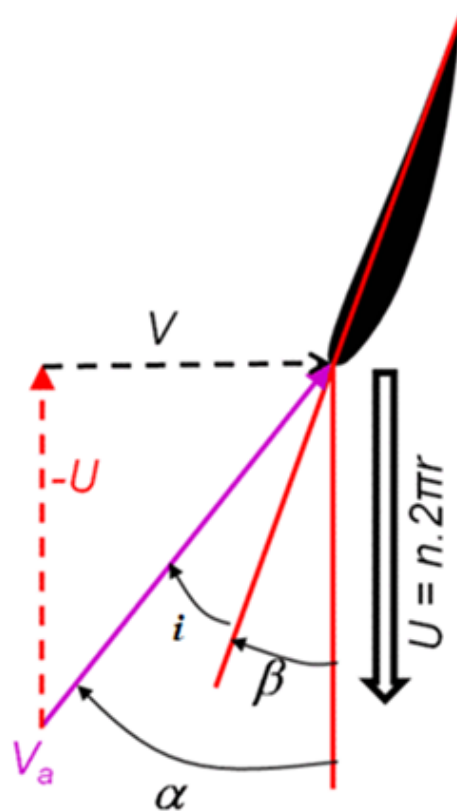
$\alpha$  : Angle d'attaque (en degrés) ;

$i$  : Angle d'incidence (en degrés) ;

$\beta$  : Angle de calage (en degrés) ;

$V$  : Vitesse du vent (en m/s) ;

$U$  : Vitesse tangentielle (en m/s).



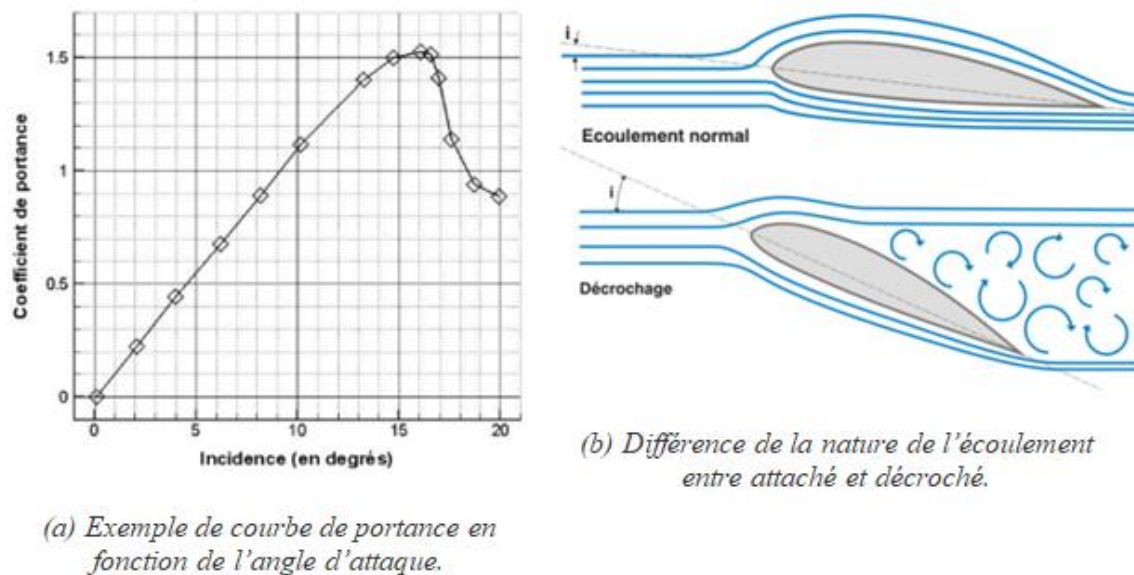
**Figure I.12:** Vitesses et Angles sur un profil d'une pale d'éolienne (energie 2022).

La figure 1.12 schématise l'angle d'incidence ( $i$ ), de calage ( $\beta$ ) ainsi que la vitesse relative  $V_r$  et la vitesse tangentielle  $U$  pour une vitesse de rotation  $n$  donnée.

Le **décrochage** (ou *stall* en anglais) est le phénomène qui limite la croissance de la force de portance avec l'angle d'attaque du profil. En effet, l'inclinaison d'une aile par rapport à la direction de l'écoulement de l'air augmentera sa portance.

Cependant, si l'**angle d'incidence**, ou angle d'attaque, deviennent trop élevés, on observe un effet de **décrochage aérodynamique** et la portance chute brusquement.

Cela veut dire que l'écoulement de l'air sur l'extrados devient irrégulier, entraînant la formation de tourbillons et de turbulences, ce qui annule la dépression à l'extrados et réduit fortement la portance.



**Figure I.13:** Illustration du phénomène de décrochage (energie 2022).

L'angle à partir duquel il intervient ce phénomène est appelé l'angle de décrochage. Lorsque cet angle est dépassé, les performances aérodynamiques du profil se détériorent considérablement. Dans le cas des éoliennes, le décrochage est parfois utilisé pour réguler la vitesse du rotor (energie 2022).

Afin d'augmenter l'angle d'attaque avant que l'écoulement de l'air ne décroche, un générateur de vortex peut être installé sur les pales. Ce dispositif crée des tourbillons contrôlés qui maintiennent le flux d'air contre la surface de la pale, ce qui permet de retarder le décrochage en augmentant l'angle d'attaque admissible (energie 2022).

### 3.4. Technologie des éoliennes

Ainsi, l'éolienne exploite l'énergie cinétique du vent pour faire tourner ses pales. Grâce aux informations fournies par la girouette, la nacelle reste constamment orientée dans la direction du vent, et le fonctionnement de l'éolienne repose ainsi sur le principe de conversion électromécanique de l'énergie.

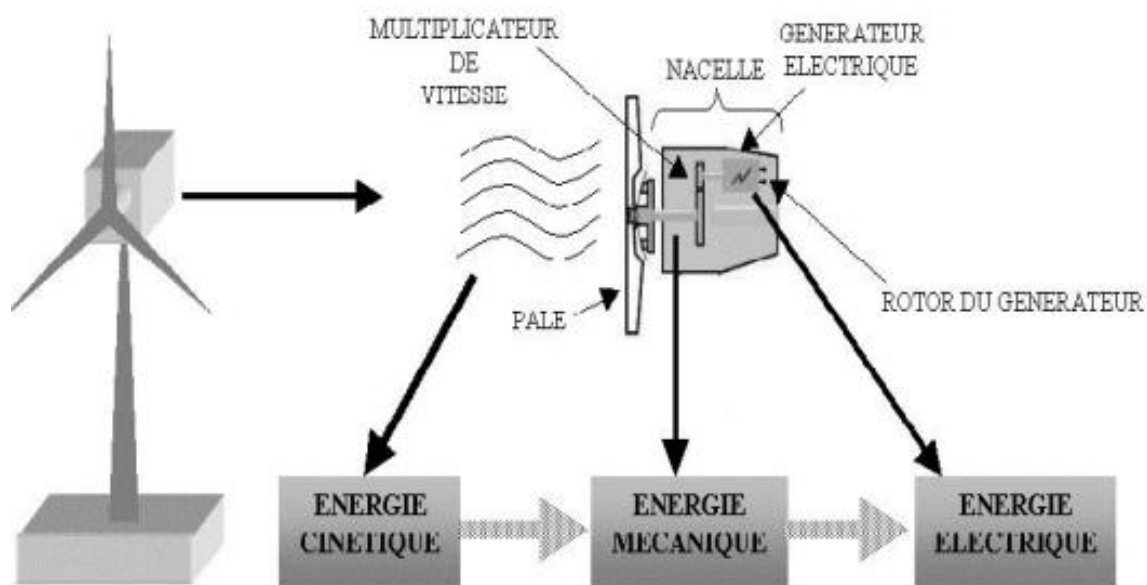
#### 3.4.1. Principe de la conversion électromécanique

Les pales se mettent en mouvement lorsque la vitesse de vent est d'environ 2,8 m/s.

La production électrique démarre à partir d'une vitesse de vent supérieur à 3,4 m/s (**Hadjidj 2019**).

L'arbre lent transfère l'énergie mécanique à une vitesse réduite, entre 5 et 20 tr/min, aux engrenages du multiplicateur, qui l'augmente jusqu'à 1500 à 2000 tr/min, puis la transmet à l'arbre rapide, qui entraîne une génératrice électrique convertissant l'énergie mécanique en électricité (Figure 1.14).

Dans le cas des éoliennes sans multiplicateur, la génératrice est directement entraînée par l'arbre lent.



**Figure I.14:** Conversion de l'énergie cinétique du vent (**Poitiers 2003**).

### 3.4.2. Régulation de la puissance

Une éolienne est calibrée pour produire une puissance nominale à partir d'une vitesse de vent précise. Lorsque la vitesse du vent dépasse cette valeur, les éoliennes doivent ajuster leurs paramètres aérodynamiques pour prévenir des surcharges mécaniques sur la turbine, le mât et la structure, tout en maintenant une vitesse de rotation stable (**Gergaud 2002**).

Trois techniques principales de contrôle aérodynamique permettent de limiter la puissance extraite à la puissance nominale de la génératrice, afin de l'injecter efficacement dans le réseau électrique :

#### *a. Générateur à vitesse fixe* (**Bekakra 2014**)

C'est généralement un générateur asynchrone à cage directement connecté au réseau électrique (Figure 1.15).

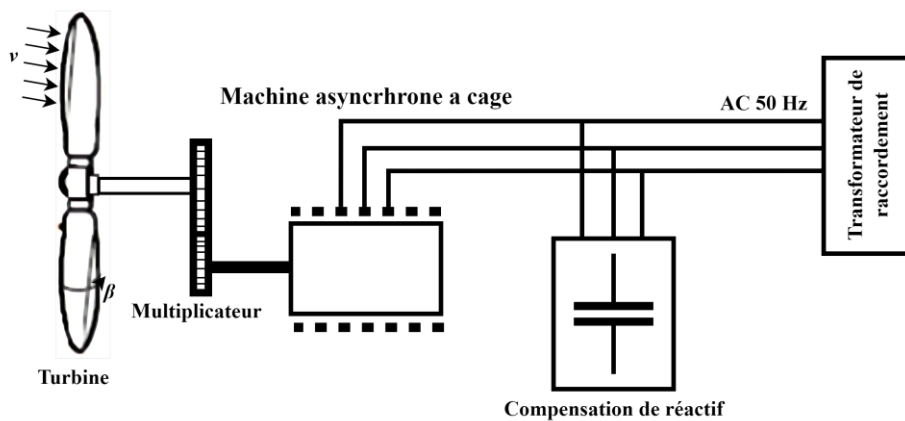
En raison de la lenteur relative de la rotation des pales par rapport aux fluctuations rapides de la vitesse du vent, la puissance générée par ce type d'éolienne peut être instable.

La connexion de l'éolienne au réseau nécessite des bancs de condensateurs pour compenser la puissance réactive requise pour la magnétisation du générateur asynchrone.

Un multiplicateur assure une vitesse de rotation quasi constante du générateur électrique, même lorsque la vitesse du vent fluctue.

L'ajustement de l'angle de calage aérodynamique des pales pour les différentes vitesses du vent, permet de maintenir cette vitesse de rotation constante.

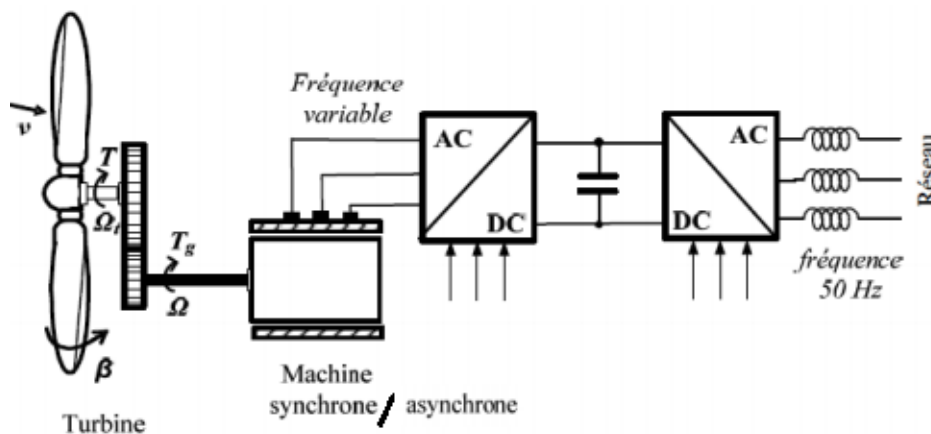
La rotation du générateur reste stable tant que sa puissance nominale est atteinte. En cas de vents trop brutaux, les pales se placent en position drapeau face au vent, avec un angle de calage  $\beta = 90^\circ$ , arrêtant ainsi la rotation et interrompant la production.



**Figure I.15:** Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage.

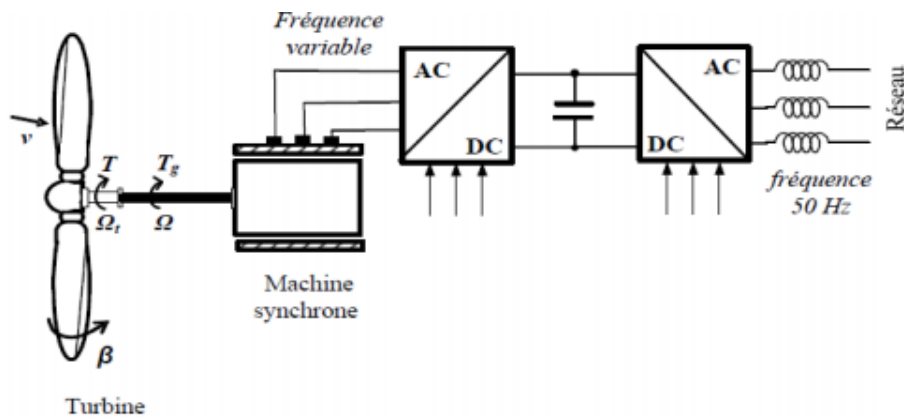
**b. Générateur à vitesse variable (Ghennam 2011)**

Ces générateurs, directement connectés au réseau électrique sont de type asynchrone à cage ou synchrone à aimant permanent (Figure 1.16).



**Figure I.16:** Eolienne à vitesse variable basée sur une machine (synchrone ou asynchrone) couplée à la turbine via un multiplicateur.

La génératrice synchrone à aimant permanent peut être couplée directement à la turbine sans l'utilisation du multiplicateur (Figure 1.17).



**Figure I.17:** Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine.

Le fonctionnement à vitesse variable est possible grâce à deux convertisseurs placés entre l'éolienne et le réseau électrique. Un premier, permet en mode de fonctionnement à puissance maximale (avec un angle de calage nul), de réguler la vitesse de la génératrice ainsi que la tension du bus DC (tension intermédiaire continue entre le redresseur et l'onduleur). Cette régulation de la vitesse permet de l'adapter à la vitesse du vent afin d'extraire la puissance aérodynamique maximale disponible, via la technique du *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*. Le second convertisseur, avec une commande adéquate, fournit des tensions de fréquence fixe correspondant à celle du réseau, tout en permettant le réglage du facteur de puissance (puissance réactive). Il est aussi essentiel de régler la tension continue pour qu'elle reste suffisamment élevée par rapport à la tension efficace du réseau.

En fin, il faut rappeler que les pertes des convertisseurs de puissance influent sur le rendement du système éolien (Lalou 2015).

**c. Générateur asynchrone à Double Alimentation (MADA) (Bekakra 2014, Ghennam 2011)**

Le stator du générateur MADA est directement connecté au réseau, tandis que son rotor est relié au réseau via une interface constituée de deux convertisseurs statiques : un redresseur côté MADA et un onduleur côté réseau (Figure 1.18).

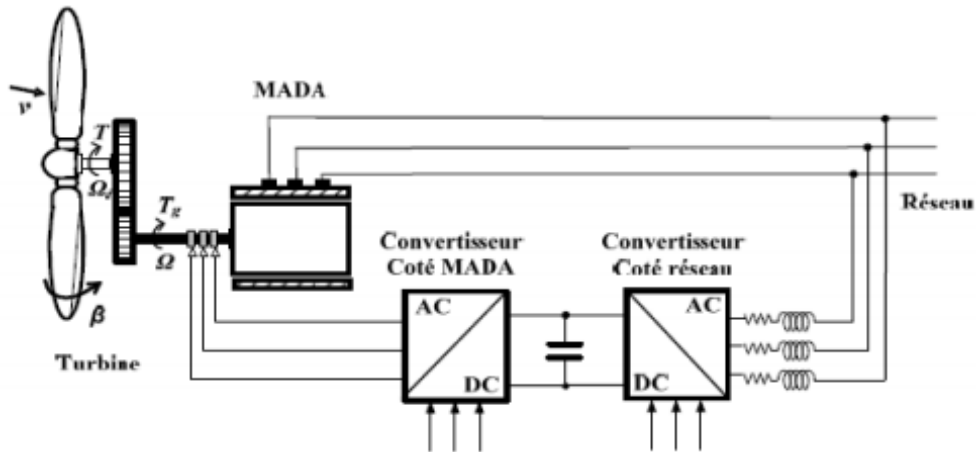


Figure I.18: Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA.

Les possibilités de commande de la MADA afin de maximiser la puissance de sortie ont largement été présentées ces dernières années dans plusieurs travaux.

### 3.5. Pertes, rendement globale et efficacité d'une éolienne

La puissance fournie par l'aérogénérateur subit des conversions successives d'une forme à une autre, la limite de Betz est ainsi affectée par l'ensemble des rendements associés aux différentes étapes de transformation de l'énergie :

- Hélice :  $0,2 < \eta < 0,85$
- Multiplicateur ou le réducteur :  $0,7 < \eta < 0,98$
- Alternateur ou la génératrice continue :  $0,8 < \eta < 0,98$
- Transformateur :  $0,85 < \eta < 0,98$
- Redresseur :  $0,9 < \eta < 0,98$
- Batteries :  $0,7 < \eta < 0,8$
- Pertes de lignes :  $0,9 < \eta < 0,99$

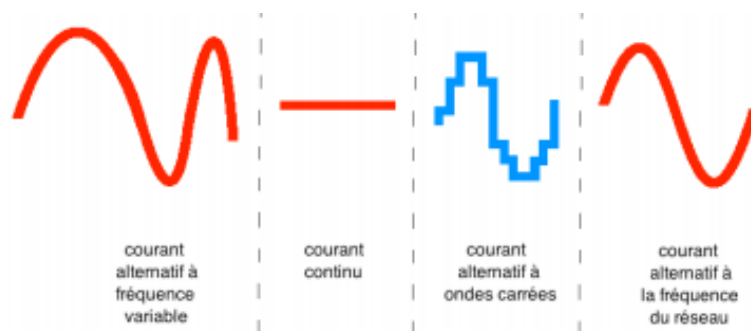
Les rendements de chaque composant fluctuent en fonction du régime de fonctionnement associé à la vitesse de rotation de l'hélice. En dehors du régime nominal, cela entraîne une baisse supplémentaire du rendement global du système, rendant difficile le dépassement de 70 % de la limite de Betz.

### 3.6. Raccordement au réseau électrique

Les éoliennes domestiques de moins de 100 kW dites de petite puissance suscitent un intérêt croissant pour l'alimentation du réseau de distribution. Les études sur les *smartgrids* intègrent naturellement cette production décentralisée.

Généralement, ces dernières sont raccordées au réseau via un convertisseur triphasé AC-DC composé de deux VSC (redresseur et onduleur) monté dos-à-dos (**Lalou 2015**).

L'électricité produite par le générateur est un courant alternatif de fréquence variable, en fonction des variations de la vitesse de rotation. L'électronique de puissance est employée pour assurer la conversion de ce courant alternatif en courant continu, qui est ensuite retransformé en courant alternatif. Ce dernier, avec une fréquence fixe et des ondes en escalier, passe à travers un système de filtrage composé d'inductances et de condensateurs, éliminant les harmoniques et lissant la forme du signal. Le courant ainsi obtenu est alors injecté dans le réseau électrique.



**Figure I.19:** Schéma récapitulatif des étapes de conversion du courant.

Toutefois, partant du principe qu'une petite éolienne ne peut couvrir les besoins d'une maison en totalité, son raccordement au réseau électrique domestique (avec stockage local de l'énergie) admet trois options (**eolienne-domestique 2022**) :

- **Le réseau parallèle** est souvent la solution la plus simple. Il consiste à conserver le réseau principal tout en alimentant une partie des besoins, comme l'éclairage, ou certaines prises électriques particulières, avec l'éolienne. En cas de production insuffisante, une dérivation de secours et un chargeur des batteries connecté au réseau principal sont prévus.
- **Le réseau temporaire** utilise un boîtier pour basculer la totalité de la consommation entre l'éolienne et le réseau principal :
  - o Lorsque les batteries du système éolien sont chargées, la consommation est transférée par le boîtier vers l'éolienne.
  - o Lorsque les batteries atteignent un certain niveau de décharge, le boîtier bascule automatiquement sur le réseau principal.
- **Le réseau autonome** est réservé aux sites isolés, ou à une utilisation limitée. Tous les besoins sont alors couverts par l'éolienne.



**Figure I.20:** Raccordement d'une petite éolienne au réseau domestique (eolienne-domestique 2022).

#### **4. Etat de l'art : Applications de mini éoliennes à axe horizontal dans les régions à faibles vitesses de vent**

L'état de l'art ci-dessous résume des travaux de recherches sur les petites éoliennes globalement, et sur celles destinées à des régions de faibles vitesses de vent particulièrement.

Le choix d'étudier les éoliennes à axe horizontal au lieu de celles à axe vertical, habituellement installées dans ces régions est motivé par les raisons suivantes :

- C'est le type le plus répandu ;
- Lorsqu' elle tourne (ce qui est vérifié dans ce cas), elle produit plus de puissance qu'une éolienne verticale ;
- Les problématiques d'espace et de nuisance sonore ne se pose pas, car on a affaire à des petites éoliennes (de petites tailles et de faibles puissances) et qui tourne à faible vitesses.

Cette liste non exhaustive montre l'intérêt croissant des chercheurs pour ce type d'installation dont l'objectif principal est d'alimenter en électricité une application isolée, souvent rurale ou marine, ou du moins fournir une source auxiliaire à des applications urbaines afin de diminuer leur consommation du réseau électrique.

En 2019, l'article intitulé "Conception d'une petite éolienne à axe horizontal" par Yasser El-Okda et Kamel Adref traite de la conception et des tests d'une petite éolienne à axe horizontal (**El-Okda 2019**).

L'étude vise à optimiser la conception de l'éolienne pour obtenir un rendement énergétique maximal dans des conditions de faibles vitesses de vent. Une faible vitesse de vent de 6 m/s est définie pour la conception, le profile aérodynamique SG6043 est utilisé, et les pales sont dimensionnées en utilisant la méthode *Blade Element Momentum (BEM)* combinée au formules de Schmitz pour un rotor optimal. La longueur de la corde et angle de torsion pour chaque élément de lame sont estimés. A chaque itération, l'angle d'attaque, ainsi que la portance et les coefficients de traînée, sont interpolés à partir du profil aérodynamique pour une finesse maximale (portance/traînée). En fin, la méthode Wilson-Walker pour la correction du coefficient de poussée le facteur d'induction axiale est utilisée dans le calcul. Les résultats validés par des tests en soufflerie montrent que pour les deux rotors à 3 et à 5 pales de 2 m de rayon, un coefficient de puissance maximum de 0.53 est obtenu pour des vitesses spécifiques de 6 et 5.5 respectivement (**El-Okda 2019**).

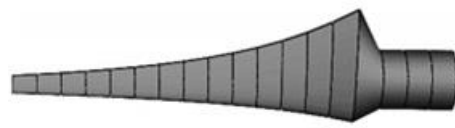
L'intérêt principal de cette étude est qu'elle détient la valeur crête du coefficient de puissance la plus élevée de toute la littérature consultée. En effet, elle représente plus de 89.43% de la limite de Betz.

Ainsi, beaucoup de travaux ont été mené dans cette optique, à savoir la modélisation aérodynamique de petites éoliennes destinée à des régions à faibles vitesses de vent. La méthode utilisée est presque toujours les moments des éléments de pales combinée à d'autres techniques selon le besoin.

La validation se fait par tests en soufflerie le plus souvent, ou parfois par comparaison à d'autres travaux. En fin, certains auteurs se contentent d'exposer leurs résultats.

Toutes fois le coefficient de puissance est presque toujours compris entre 25 % et 39 %, à l'image des résultats rapportés par (**Akour 2018**) et (**Singh 2013**). Dans ce cadre, on peut citer, en particulier, les travaux de :

- ❖ Suresh et Rajakumar, en 2020 intitulé Conception d'une petite éolienne à axe horizontal pour des applications rurales à faible vitesse de vent (**Suresh 2020**). Les caractéristiques de l'éolienne et la forme de pale obtenue sont représentées dans la figure ci-dessous.



Blade model obtained from Q-blade software.

Specification of blade.

Parameter	Range
Rated Power, P	2000 W
Rotor radius, R	1.8 m
Number of blades, B	3
Axis of rotation	Horizontal
Tip speed ratio, $\lambda$	6
Rated wind velocity, U	8 m/s
Root Chord Length, Cr	0.4423 m
Tip Chord Length, Ct	0.0652 m

**Figure I.21:** Caractéristiques et forme des pales de l'étude (Suresh 2020).

Des résultats de simulation, les auteurs ont observé que le profile SD7080 a un coefficient de puissance optimal de  $C_p = 0,34$ , à  $\lambda = 6$ , pour le nombre de Reynolds ( $Re$ ) = 81712. Ce profil aérodynamique le plus approprié pour produire une puissance maximale dans les applications à faible vitesse de vent, analysé pour différentes valeurs de  $Re$  a un coefficient de puissance maximum de 0,29 produit à faible  $Re = 40856$  pour une  $\lambda = 5-6$  (Suresh 2020).

- ❖ La méthode BEM fut déjà amélioré et utilisée en 2018 par Younes El khchine et Mohammed Sriti dans leur article intitulé : Amélioration de la théorie des Moments des éléments de pale (BEM) pour prédire les performances aérodynamiques d'une éolienne à axe horizontal (HAWT). Les caractéristiques du rotor de l'éolienne utilisé sont données dans le tableau suivant :

**Tableau I-1:** Caractéristiques de l'éolienne S809 utilisé par (El khchine 2018)

Wind turbine type	Horizontal axis wind turbine (HAWT)
Profile type	S809
Rotational speed	72 rpm
Number of blades	2
Rated power	10 KW
Wind speed $V_0$	$7.75 \text{ m.s}^{-1}$
Rotor radius	10.06 m
Type of blade	Varied chord and twisted blade

Les résultats, validés par comparaison avec la littérature (Lanzafame 2010) montre que (El khchine 2018) :

- Une longueur de corde maximale de 0,737 m au pied de pale, qui varie presque linéairement jusqu'à 0,355 m en bout de pale.
- Une répartition optimale de l'angle de torsion, allant de  $10,25^\circ$  au pied à environ  $-1,8^\circ$  près du bout de pale.

- Un coefficient de puissance qui augmente dans une courbe parabolique jusqu'à une valeur maximale de  $C_p = 0,388$ , correspondant à  $\lambda = 6$ , après quoi le coefficient de puissance diminue. La méthode BEM améliorée montre une bonne corrélation avec la littérature (**Lanzafame 2010**) qui présente une valeur de  $C_p$  de 0,375 à  $\lambda = 6$ .
- ❖ Et en 2021, Musau & al. Dans leur article intitulé Méthode de conception et de prédiction des performances pour les petits éoliennes à axes horizontaux et son application, présenté une étude complète, allant de la prédiction du potentiel éolien sur site à faibles vitesses de vent jusqu'à la fabrication de l'éolienne adéquate et ses tests ayant donné une production électrique de 29 W pour une efficacité de 47% et une vitesse de rotation de 560 Tr/min à une vitesse de vent de 6 m/s, et une densité de 1.17 kg/m<sup>3</sup>, et enfin son utilisation dans une application de charge d'une batterie. (**Musau 2021**).

Les objectifs de cette étude de cas est la conception aérodynamique d'un rotor aux caractéristiques générateur/chargeur qui assurent une vitesse de rotor sans ambiguïté pour toute vitesse de vent à un diamètre du rotor aussi petit que possible et qui fournit une production d'énergie annuelle maximale pour la ressource de vent donné. L'unité générateur électrique/chargeur de batterie se compose de trois composants principaux :

- Le générateur électrique ; le rotor de la turbine est fixé à l'arbre du générateur sans réducteur ;
- La batterie à charger ;
- L'unité de contrôle, comprenant essentiellement un redresseur triphasé, un contrôleur de charge, un interrupteur à seuil de tension agissant sur un relais de puissance qui relie le générateur soit à une résistance de charge ou au contrôleur de charge, et un point d'alimentation. Le contrôleur de charge fait la distinction entre le mode Bulk (Batterie vide - charge avec un courant jusqu'à 2 A) et le mode Float (Batterie pleine - charge d'entretien avec 0,6 A).

La puissance fournie par le rotor de la turbine mais non absorbée par la batterie est évacuée via la résistance de charge. La tension et le courant du régulateur de charge peuvent être surveillés via Bluetooth sur un smartphone.

La méthode des moments des éléments de pales fut utilisée et les points essentiels qui ressortent de cette étude son (**Musau 2021**) :

- Le point de départ était un histogramme sur un an des données de vitesse et direction du vent recueillies sur le site candidat dans le centre rural du Kenya ;

- Différents types de rotors de turbine avec  $\lambda_{\text{design}}$  allant de 3,0 à 5,0 et des diamètres de 0,8 m à 1,3 m ont été conçus. Le diamètre du moyeu est fixé à 0,19 m afin de s'adapter au diamètre extérieur de la génératrice électrique. Après variation du nombre de pales et principalement pour un faible coût de fabrication, le rotor est bipale. Le rotor finalement sélectionné a les paramètres  $D=1$  m et  $\lambda_{\text{design}} = 4,0$ .
- La caractéristique de l'unité générateur/chargeur, est déterminée expérimentalement. Pour un rendement énergétique maximal, la caractéristique générateur/chargeur doit être une parabole quadratique. Une fois paramétré correctement, la turbine peut fonctionner à  $C_P$  maximum pour toute vitesse de vent. Cette stratégie est fournie par des contrôleurs plus avancés ou des turbines connectées au réseau.

Cette étude extrêmement détaillée constitue donc un bon élément de comparaison et de validation pour notre approche.

- ❖ Un travail en particulier traite de l'efficacité globale des éoliennes de petite échelle en particulier pour les applications à faible vitesse de vent est celui de **(Kishore 2013)**.

Intitulé Conception et vérification expérimentale d'une petite éolienne portable à haut rendement, cette étude fournit les résultats théoriques et expérimentaux d'une petite éolienne portable de 40 cm de diamètre à une vitesse de vent nominale de 4,0 m/s. Les expériences en soufflerie ont révélé une puissance de sortie nominale de 1 W et est capable de produire une puissance allant jusqu'à 2,2 W à une vitesse de vent de 5,5 m/s. Par rapport à la littérature de l'époque, c'était l'une des éoliennes les plus efficaces à petite échelle (diamètre du rotor < 50 cm) et à très faible vitesse de vent (< 5 m/s), avec un coefficient de puissance de 32 % et une efficacité globale de 21 % à sa vitesse de vent nominale, soit un rendement de la génératrice (de la partie électrique) de seulement 66 %.

Les auteurs proposaient que les résultats rapportés dans cette étude soient immédiatement appliqués pour développer des sources d'alimentation pour les nœuds de capteurs sans fil utilisés dans la télésurveillance structurelle des ponts et des autoroutes et dans les systèmes de sécurité **(Kishore 2013)**.

L'autre type de travaux auquel on s'intéresse est celui de l'étude du potentiel éolien dans les régions à faibles vitesses de vent. On peut citer dans ce cadre, les travaux de SERBAN en 2020 intitulé Évaluation du potentiel éolien basée sur les modèles des distributions de Weibull et de Rayleigh, réalisé sur deux localités du comté de Galati, en Roumanie, afin de décider sur la zone appropriée pour l'installation de l'éolienne **(Serban 2020)**.

Les travaux de BOUDIA sur la région d'El-Bayadh en 2018, intitulés Évaluation des ressources éoliennes dans la partie ouest de Hauts plateaux algériens, étude de cas d'El-Bayadh (**Boudia 2018**), et ceux de LOUASSA en 2018 qui concerne la région de Naama, intitulé Évaluation des ressources éoliennes d'une zone Algérienne aride en utilisant un modèle CFD (**Louassa 2018**).

En utilisant un modèle CFD (Computational Fluid Dynamics), les auteurs concluent que (**Louassa 2018**) :

- à 10 m au-dessus du niveau du sol, les vents calmes sont les plus fréquents tout au long de l'année avec une fréquence de plus de 35%. La vitesse moyenne annuelle du vent est de 3,15 m / s. Le paramètre d'échelle annuelle et le facteur de forme prennent les valeurs de 3,48 m/s et 1,2, respectivement. L'analyse de la rose des vents montre quatre directions dominantes du vent. Ensuite, les vents sont variables en vitesse et en direction.
- Les cartes de vitesse du vent et de densité de puissance de la zone d'étude obtenues à 80 m au-dessus du sol montrent des zones avec des vitesses de vent supérieures à 7,5 m/s et une densité de puissance d'environ 1 300 W / m<sup>2</sup>.
- La production d'énergie éolienne est calculée pour un parc éolien de 40 MW. On constate que vingt éoliennes V90 à 80 m de hauteur de moyeu génèrent 87,3 GWh avec un facteur de charge d'environ 25%.

En fin, notre intérêt aux petites éoliennes n'exclut pas la continuité des travaux de recherches sur les grandes éoliennes destinées aux régions à faibles vitesses de vents. On cite à titre d'exemple ceux de LI en 2020, intitulés Conception d'un profil aérodynamique pour les grandes éoliennes à axe horizontal dans les régions à faibles vitesses de vent (**Li 2020**).

Il résulte de l'étude de cet état de l'art que :

- L'étude du potentiel éolien de la région d'intérêt est primordiale. C'est le point de départ de tous projets éoliens, et la connaissance de base pour la prise de décision quant à l'installation ou non d'éoliennes ;
- La modélisation aérodynamique de la partie mécanique de l'éolienne (les pales) est fondamentale, elle est responsable de capter l'énergie cinétique du vent. La méthode mise en avant pour ça est celle des éléments de pales, elle offre les avantages d'être simple et de nous éviter d'avoir affaire directement aux équations de Reynolds.

- Peu ou pas d'articles ne traitent du rendement de la génératrice et se contentent de l'estimation du coefficient de puissance. En effet, le rendement de la génératrice est toujours supérieur à 90 % (engagements tacites des fabricants), environ 92 % dans la plupart des cas, les pertes électriques sont minimales devant ceux de la partie mécanique. Elles sont soit négligées soit confondues.
- En fin, pour les similitudes qu'ils présentent avec notre problématique, les travaux de (Musau 2021), présentés plus en détails que les autres, constituent une bonne base de comparaison et de validation pour nos résultats.

## 5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné des définitions globales liées au domaine éolien nécessaires à la compréhension de l'étude technique qui va suivre, en commençant par son origine, et allant à l'état avancé des politiques mondiale et nationale dans ce domaine, qui montrent des volontés internationale et locale de développer ce secteur, principalement pour des raisons écologiques puis pour sortir de la dépendance aux énergies fossiles.

Les diverses technologies et les principales caractéristiques des éoliennes ont été exposées, en commençant par quelques généralités, puis un bref aperçu sur les types des aérogénérateurs ainsi que les différents éléments associés.

Ensuite, les deux technologies des éoliennes à savoir les éoliennes à vitesse fixe et celles à vitesse variable ont été présentées brièvement.

Un bref état de l'art sur les mini éoliennes à axe horizontal et leurs applications dans les régions à faibles vitesses de vent, nous a permis de connaître les principales techniques utilisées par les chercheurs pour modéliser ces dernières, afin de fabriquer des petites éoliennes toujours plus puissantes, performantes et capables de capter au mieux la puissance disponible du vent, et ainsi produire plus d'électricité.

Mais avant de développer notre propre modélisation d'une petite éolienne destinée à notre région d'étude classée à faible vitesse de vent, une présentation de cette région et de son potentiel éolien est le sujet du chapitre suivant.

**II. CARACTÉRISTIQUES DE LA ZONE  
D'ÉTUDE ET ANALYSE STATISTIQUE DES  
DONNÉES**

## 1. Introduction

L'analyse de la vitesse du vent dans un site est l'étape initiale de tout projet éolien, permettant d'évaluer le potentiel venteux d'une zone. Le vent a un caractère aléatoire, son étude se base sur des méthodes statistiques. Les principaux paramètres utilisés pour décrire le régime des vents d'un champ sont la valeur de sa vitesse moyenne et les lois statistiques régissant ses variations dans le temps. Parmi ces lois, celle de Weibull est la plus utilisée pour caractériser la distribution des fréquences de vitesses de vent, et est à l'origine de nombreuses études menés dans beaucoup de pays (**Al-Hasan 2003, Seguro 2000, Stevens 1979**). D'autres lois sont utilisées pour calculer la densité moyenne de puissance et la densité moyenne énergétique du vent. Au besoin, le potentiel éolien à la hauteur des éoliennes est estimé par extrapolation verticale (**Louassa 2018**).

La région d'étude étant prédéfinie, On présente dans ce chapitre les prérequis de l'estimation de l'énergie produite par une mini-éolienne, dans cette région à faible vitesses de vents et l'évaluation de son potentiel énergétique total pendant une année type. Ce chapitre présente entre outre, les étapes de l'établissement de la distribution des occurrences des différentes vitesses de vent de la zone d'étude.

A la fin une cartographie des mois les plus venteux est conclue. Qui, associé aux fluctuations de la densité de l'air de la région d'étude, permet de représente le potentiel énergétique éolien de cette région. Ces résultats permettent un pronostic énergétique précis et le dimensionnement d'une turbine de mini-éolienne adaptée à cette région.

Les analyses statistiques ont aussi révélé une corrélation inverse significative entre le potentiel éolien et le potentiel solaire de la région d'intérêt propice à des systèmes hybrides.

## 2. Généralités sur le potentiel éolien d'une région et Gisements

Selon (**Cerefe 2020**), la connaissance approfondie du potentiel éolien exploitable pour produire d'électricité est nécessaire pour dimensionner correctement une ferme éolienne. Cette donnée est cruciale pour toute étude préliminaire dans ce domaine. En raison des variations temporelles et géographiques du vent, différentes approches statistiques et techniques d'extrapolation des données sont employées pour évaluer le potentiel éolien et créer un atlas des vents.

Afin d'estimer au mieux l'énergie éolienne exploitable sur un site, il est essentiel de calculer la densité moyenne de puissance du vent (en  $W/m^2$ ), indicateur de l'énergie disponible après conversion en électricité par une éolienne.

Ainsi, la prospection des zones venteuses favorables aux projets éoliens commence par l'analyse des données météorologiques collectées sur plusieurs années à travers le territoire visé. Les résultats sont compilés dans des cartographies (**Diaf 2010**), qui fournissent une vue d'ensemble des gisements solaire et/ou éolien aux niveaux régional et national. Ces cartes permettent de lancer des investigations et d'identifier plus précisément les régions offrant un potentiel venteux propice à l'installation d'éoliennes.

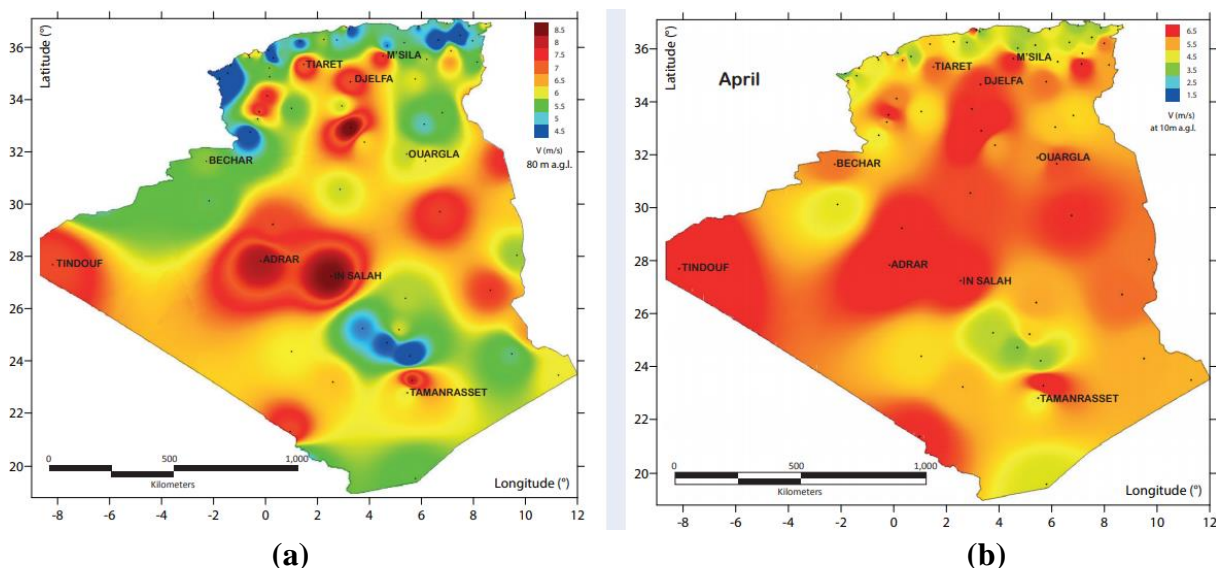
Par ailleurs, des analyses techniques supplémentaires sont effectuées dans ces zones, en prenant en compte des facteurs tels que les influences locales sur le comportement du vent (**Kebir 2011**), la faisabilité de la connexion au réseau électrique, ainsi que les contraintes liées aux réglementations, à l'environnement, au paysage et au patrimoine.

Dans le cadre de nos travaux, le site est prédéfini. Il s'agit de la ville de Naama, classée comme région à faibles vitesses de vent, avec des zones (couloirs) venteuses favorables. Des études complémentaires devront être réalisées sur le site sélectionné pour en estimer plus précisément le potentiel éolien.

### 2.1. Gisements éoliens en Algérie

Le CDER (Centre de Développement des Énergies Renouvelables) a élaboré plusieurs cartes éoliennes pour l'Algérie, régulièrement mises à jour à partir de récentes données météorologiques recueillies à de nombreux points de mesure. La figure 2.1–a, extraite de cet atlas éolien, illustre la répartition de la vitesse moyenne du vent (en m/s) à 80 m de hauteur sur le territoire algérien. On y observe que dans certaines régions du Sud, comme Tindouf, Adrar et Ain Salah, cette vitesse peut atteindre 7 à 8 m/s.

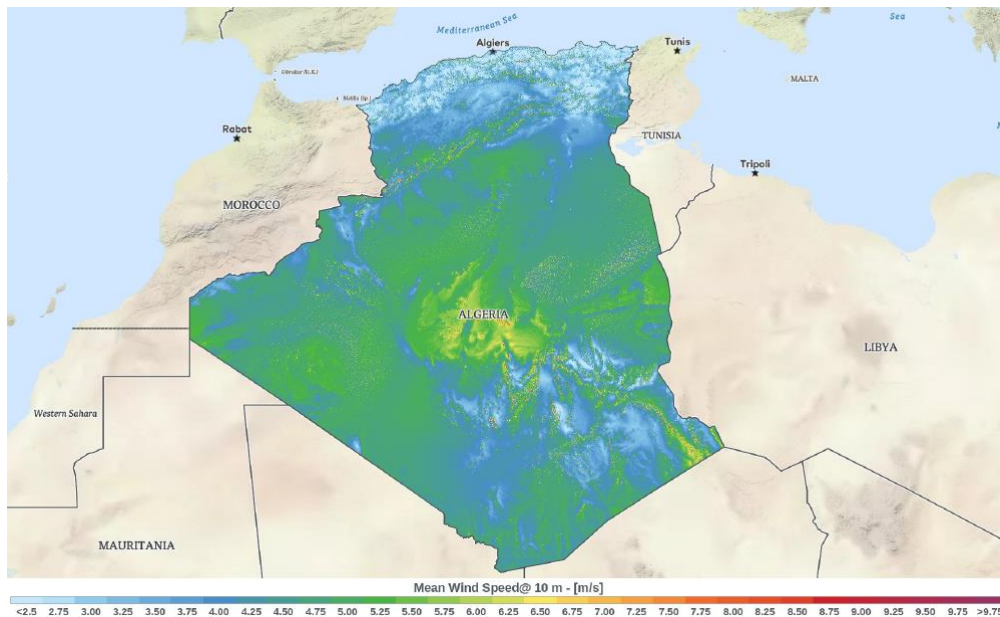
Un site est considéré comme adapté à l'implantation d'un parc éolien rentable si sa densité de puissance se situe entre 300 et 400  $W/m^2$  à une hauteur de 50 m. Ces cartes facilitent l'identification des régions propices au développement de l'énergie éolienne. Par ailleurs, il est important de souligner que le Ministère de l'Énergie a mené plusieurs études des potentiels solaire et/ou éolien en partenariat avec le CDER, l'Office National de la Météorologie (ONM) et l'Agence Spatiale Algérienne (ASAL) (**Cerefe 2020**).



**Figure II.1:** Gisement éolien de l'Algérie : Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur (a) et à 10 m de hauteur (b) (Cerefe 2020).

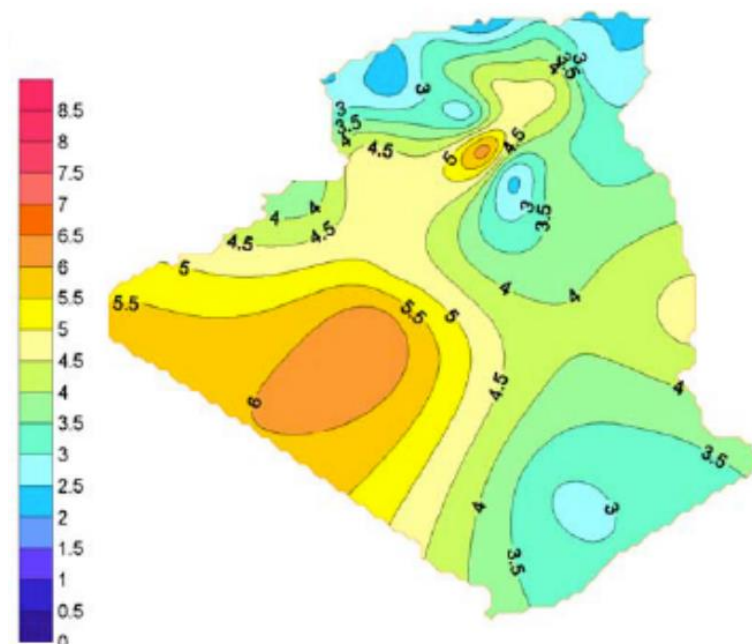
Ainsi, la connaissance des gisements solaires et éoliens du monde sont tellement importants, que différents organismes offrent leurs applications, parfois gratuitement à cette fin. La carte suivante, par exemple, illustre le potentiel éolien sur l'ensemble du territoire national (Figure 2.2), réalisée par "World Bank Group", dans le cadre de leur projet : *Mapping the World's Wind Energy Potential* (WorldBank 2020), grâce à leur outil en ligne gratuit : *Global Wind Atlas* (Global 2020), lancé le 28 Novembre 2017 en partenariat avec l'Université technique du Danemark (DTU), pour aider les décideurs et investisseurs à identifier les domaines prometteurs pour la production d'énergie éolienne, pratiquement partout dans le monde.

Cet outil est basé sur les technologies de modélisation, qui combinent des données sur le climat du vent avec des informations de terrain très détaillées, des facteurs qui peuvent influencer le vent, tels que des collines ou des vallées, et fournit des données sur le climat du vent à une échelle de 1 km, à des élévations de 10m, 50m, 100m, 150m et 200m au-dessus du niveau du sol. Cela donne des informations précises et fiables sur le potentiel éolien. L'outil propose également un accès à des cartes mondiales et régionales en haute résolution, ainsi qu'à des données de système d'information géographique (SIG). Cela permet aux utilisateurs d'imprimer des cartes sous forme d'affiches et d'exploiter ces données dans d'autres applications. Toutes les données de mesure sont publiées via <https://energydata.info/>, une plateforme de partage de données du Groupe de la Banque mondiale (WorldBank 2020).



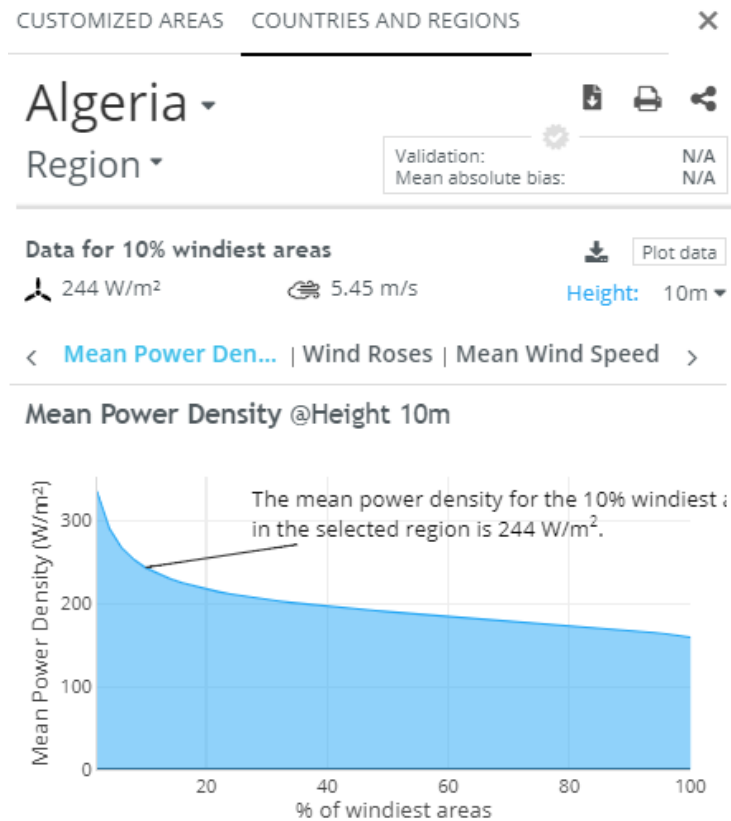
**Figure II.2:** Carte des ressources éoliennes de l'Algérie à 10 m de haut selon (Global 2020).

L'Algérie est donc, depuis plusieurs décennies, connue pour être le siège d'un potentiel important de zones venteuses (Figure 2.3). Ces zones se trouvent principalement dans le Sud, notamment à Adrar, Tamanrasset et Tindouf, ainsi qu'au centre, dans des régions comme Béchar, Naâma, El Bayadh, Laghouat, Djelfa et M'Sila. Des sites côtiers tels qu'Oran, Bejaïa et Tipaza sont également concernés, tout comme les hauts plateaux de Blida, Tizi-Ouzou, Bordj Bou Arreridj et Sétif, où les vitesses du vent dépassent les 5 m/s (Merzouk 2006, Laidi 2012, Hadjidj 2019).



**Figure II.3:** Cartes annuelles de la vitesse du vent en Algérie à 10 m de haut - Données 2006 (Merzouk 2006).

Ces résultats sont confirmés par *Global Wind Atlas*, qui montre que l'Algérie présente une vitesse moyenne de vent de 5.45 m/s à une élévation de 10 m au-dessus du niveau du sol, et une densité de puissance moyenne de 244 W/m<sup>2</sup> (Figure 2.4).



**Figure II.4:** Potentiel énergétique venteux de l'Algérie selon *Global Wind Atlas* (Global 2020).

### 2.2. Puissance moyenne

La puissance moyenne du vent est calculée à l'aide de la densité de probabilité de ces vitesses, en l'occurrence une distribution de Weibull. En effet, connaître uniquement la vitesse moyenne ne suffit pas pour déterminer la puissance moyenne. Il est nécessaire de prendre en compte la probabilité d'occurrence de chaque vitesse de vent et la puissance qui y est associée, car celle-ci est proportionnelle au cube de la vitesse. Ainsi, les vents puissants, bien que rares, contribuent de manière significative à la puissance moyenne en raison de leur énergie élevée.

La répartition de l'énergie éolienne (en kWh/m<sup>2</sup>/an ou en W/m<sup>2</sup>) aux différentes vitesses est calculée en multipliant la puissance de chaque vitesse de vent par sa probabilité d'occurrence selon la répartition probabiliste définie. Cette distribution est connue sous le nom de *densité de puissance* (Wiki Eolienne 2022).

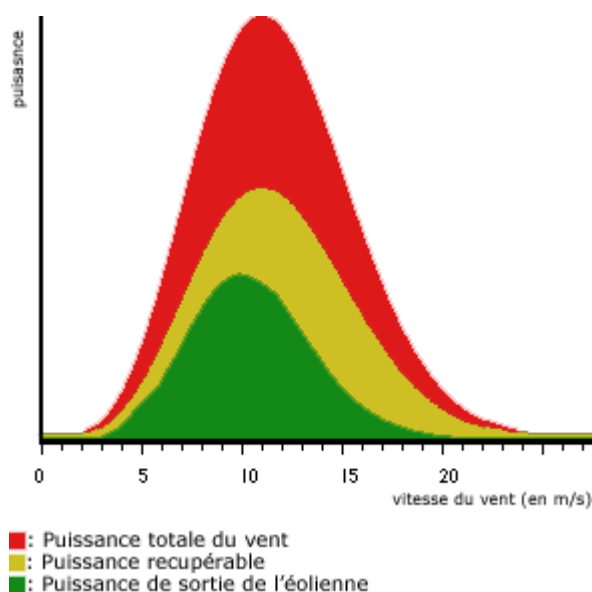


Figure II.5: Densité de puissance du vent (Wiki Eolienne 2022).

### 2.3. Facteur de charge

Pour une éolienne sur site, un coefficient de disponibilité appelé facteur de charge est calculé. Il correspond au rapport entre sa production annuelle réelle et la production théorique maximale qu'elle pourrait atteindre si elle fonctionnait à pleine puissance nominale durant les 8766 heures d'une année (365,25 jours x 24 heures). C'est le ratio de la quantité d'énergie réellement produite par l'éolienne durant une année, avec sa production théorique maximale d'un fonctionnement à pleine puissance tout le temps. En pratique, un facteur de charge varie de 25% à 30%, mais les éoliennes ne sont pas spécifiquement conçues pour l'optimiser. Leur objectif, est de générer le plus d'électricité possible, en maximisant la production à une vitesse de vent donnée (Wiki Eolienne 2022).

Par exemple, les éoliennes de très grandes tailles, avec des mâts plus hauts et des pales plus larges, atteignent de meilleurs facteurs de charge en captant des vents plus forts et plus stables en altitude, tout en générant davantage d'énergie grâce à une zone de balayage plus large (Cerefe 2020).

Cependant, un facteur de charge élevé n'est pas toujours synonyme d'un avantage économique. Sur un site très venteux, il pourrait être plus économique d'opter pour une éolienne avec un rotor de taille plus petite (et donc d'une capacité inférieure à celle d'un rotor plus grand) qui sera également moins coûteuse (Wiki Eolienne 2022).

### 3. Situation géographique de la région étudiée

La *ville de Naama* est la région concernée par l'étude dans cette thèse. Plus précisément le centre universitaire SALHI Ahmed de Naama, où on dispose du matériel nécessaire à l'expérimentation dédié aux essais d'une mini-éolienne et à la collecte des résultats expérimentaux.

Naama est une province algérienne située à 432 km à l'ouest d'Alger, la capitale. Elle est située à plus de 1100 mètres d'altitude dans les Hautes Plaines. Elle est parcourue par la chaîne de l'Atlas saharien avec un sommet dépassant les 2200 mètres. La wilaya s'étend sur une superficie de 29819,30 km<sup>2</sup>.

Elle est par la chaîne de l'Atlas saharien, avec des sommets dépassant les 2 200 mètres d'altitude, et s'étend sur une superficie de 29 819,30 km<sup>2</sup>.

Le territoire de Naama est caractérisé par trois grandes zones géographiques : une steppe plate au nord, représentant 74% de la superficie totale de la wilaya, la zone montagneuse occupant 12% du territoire, et une Zone sub-saharienne qui s'étend sur les 14% du reste de la wilaya (Louassa 2018).



**Figure II.6 :** Localisation de la ville de Naama en Algérie (Gifex 2023).

A défaut d'avoir un mat de mesure, le carré rouge sur la figure 2.7 montre l'emplacement de la mini-éolienne pour les mesures sur terrain, comme le montre la figure 3.12 de la partie expérimentale. Cette position prévue initialement pour le mat de mesure, est à  $33^{\circ} 16' 35'' N$

et  $0^{\circ} 19' 16'' W$ , à environ dix mètres (10 m) au-dessus du niveau du sol. L'altitude du site est de 1172 m.

De plus, comme le montre la figure 2.7 le terrain au tour du point de mesure choisi a une topographie lisse, sans rugosités ni aucun obstacle.

La représentation graphique de la région (Figure 2.7) est issue de *Google Earth*, qui permet une visualisation localisée avec un assemblage de photographies aériennes et satellitaires (**Google Earth 2020**).



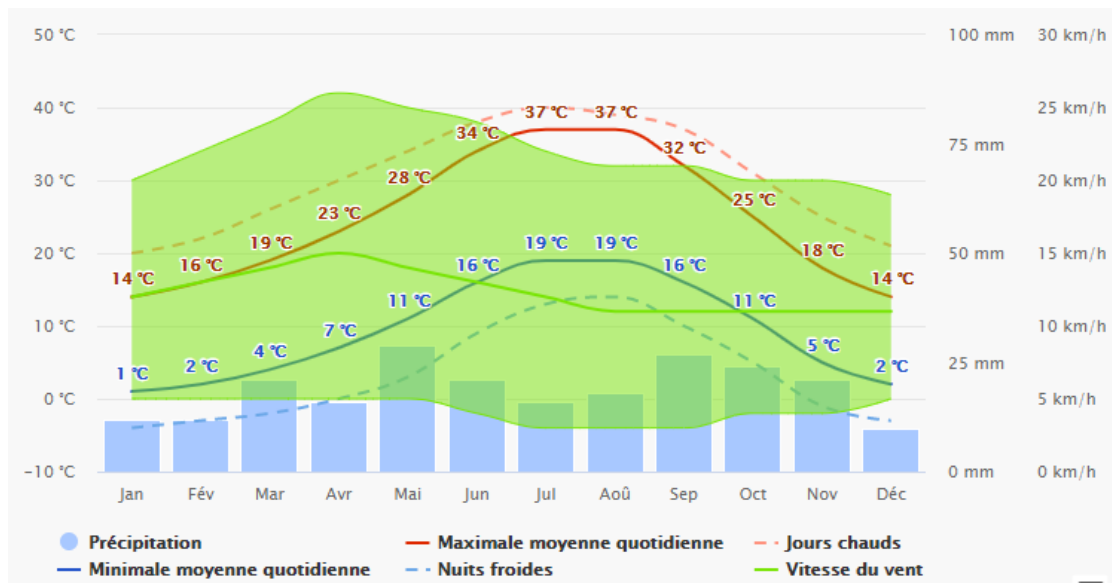
**Figure II.7:** Localisation de la région étudiée et position du mât de mesure des vents (**Google Earth 2020**).

### **Connaissance a priori sur les données climatique et le potentiel venteux de la région étudiée**

Globalement, la région sud-ouest de l'Algérie a un grand potentiel avec des vitesses dépassant 4 m/s à Bechar, 5 m/s à de Tindouf et même plus de 6 m/s à d'Adrar. Ce potentiel élevé dont dispose cette région peut être expliqué par deux facteurs : d'une part, qu'elle se situe dans une zone de différence de pression (vent aux latitudes proches de  $30^{\circ}N$ ). D'autre part, qu'il est proche de l'océan Atlantique (les perturbations météorologiques atteignent la région avec une intensité élevée) (**Laidi 2012**).

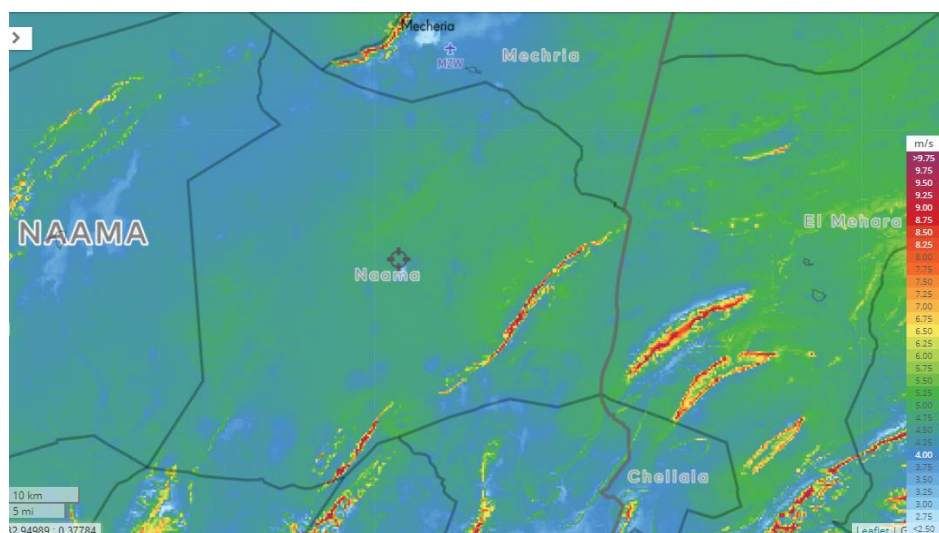
La région de Naama se caractérise par un climat désertique sec et chaud, avec une quasi-absence de précipitations tout au long de l'année. Juillet – Aout sont les mois les plus chaud. Leur température maximale moyenne quotidienne est de  $37^{\circ}C$ .

Les mois les plus froids, janvier et décembre, enregistrent des températures minimales moyennes de 1°C et 2°C respectivement. **Le mois le plus venteux** est quant à lui Avril avec des vitesses minimale et maximale du vent de 5km/h et 26km/h soit 1.39 m/s à 7,22 m/s, comme montré par la figure 2.8 (Meteoblue 2020).



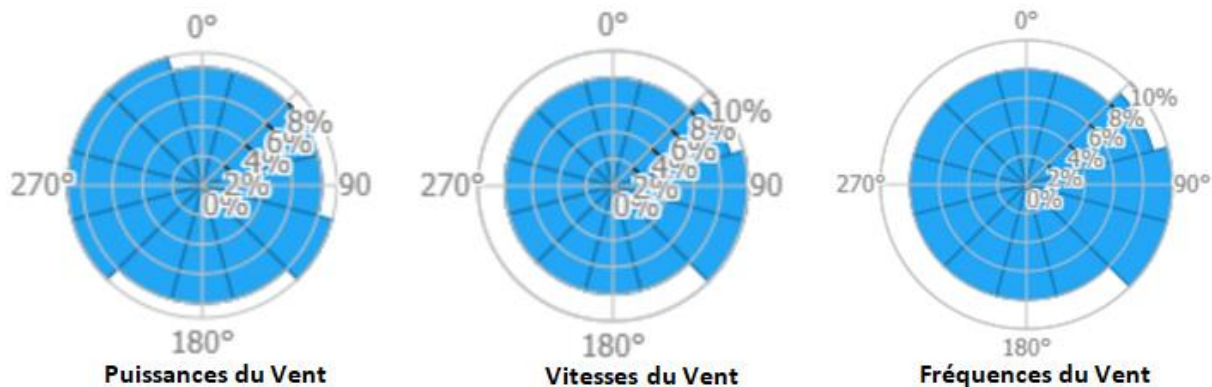
**Figure II.8:** Températures maximales & minimales, précipitations et vitesses de vent moyennes annuelles de la wilaya de Naama (Meteoblue 2020).

Grâce à son application de géolocalisation, *Global Wind Atlas* donne le potentiel venteux de la position du centre universitaire SALHI Ahmed de Naama (Figure 2.9). La vitesse moyenne du vent à une élévation de 10 m est y de 4,75 m/s, et une densité moyenne de puissance de 175 W/m.



**Figure II.9:** Ressources éoliennes de l'emplacement du centre universitaire SALHI AHMED de Naama à 10 m de hauteur (Global 2020).

En fin, les Roses des Vents pour la localisation du centre universitaire de Naama montrent combien d'heures par an le vent souffle dans la direction indiquée (Figure 2.10).



**Figure II.10:** Roses des Vents de l'emplacement du centre universitaire SALHI AHMED de Naama à 10 m de hauteur (**Global 2020**).

## 4. Définitions sur les données utilisées

Les vitesses du vent sont les données nécessaires pour l'estimation du potentiel éolien de n'importe quelle région au monde. Et pour un meilleur pronostic énergétique, les autres données météorologiques (Température et humidité) sont utilisées pour le calcul de la densité de l'air, faisant elle-même partie de la formule de la puissance d'une éolienne (équation 1.3).

### 4.1. Unités de mesure des vitesses du vent

La vitesse du vent peut être exprimé en mètre par seconde (m/s), en kilomètre par heure (km/h) ou en nœud (kt). 1 m/s correspond à 3,6 km/h et environ 2 kt. Une vitesse de 1 nœud équivaut à une distance parcourue de 1 mile marin en 1 heure (mph pour *miles per hour*), soit  $1,609 \text{ km}\cdot\text{h}^{-1}$ , ou environ 0,447 m/s.

Plusieurs méthodes existent pour évaluer la puissance du vent, utilisant des échelles prévues à cet effet. L'une des plus couramment utilisées est l'échelle de Beaufort (Annexe 2.A), qui classe la force du vent de 0 à 12 en fonction de ses effets observables sur l'environnement (**Hadjidj 2019**).

### 4.2. Direction du vent

La direction dominante du vent est un élément majeur, à connaître pour la prévision énergétique d'une éolienne. Elle permet de déterminer avec une bonne précision, la position de l'anticyclone et de la dépression permettant ainsi un meilleur choix de l'emplacement de l'éolienne.

La direction du vent est toujours définie par son origine. Par exemple, un vent du sud souffle du sud vers le nord. La direction du vent peut être déterminée au moyen d'une girouette, qui en indique l'origine (**Hadjidj 2019**).

### 4.3. Classes des vents – Classes des éoliennes

Chaque conception d'éolienne est liée à une classe de vent, qui affecte sa production d'énergie. Plus ces vents sont forts et permanents sur une région, plus elle a de chance d'abriter un emplacement pour l'implémentation de parc éolien.

Selon la norme IEC-61400-1, établie en 1995 par l'*Internationale Electrotechnical Commission standard* (IEC), les cinq classes de vent (I, II, III, IV et S) sont classées de la plus venteuse à la moins venteuse. Les éoliennes de classe I, plus résistantes, sont conçues pour des zones de vents fort. Symétriquement, les éoliennes de classe IV destinées aux zones de vents faibles sont les moins résistantes. Les éoliennes de classe S sont conçues pour les sites *offshore* (**Hadjidj 2019**).

Les éoliennes sont aussi classées en fonction des turbulences en trois catégories : A (fortes turbulences), B (moyennes turbulences) et C (faibles turbulences). Une turbulence désigne ici la variation des vents pendant une période de 10 minutes à partir d'une vitesse de vent de 15 m/s (**Quarton 2005**). Les classes de vent repose sur trois critères : la vitesse moyenne annuelle du vent, la vitesse maximale de rafale une fois tous les 50 ans, l'intensité des turbulences. Le tableau 2-1 ci-dessous schématise ces classes de vent (**Hadjidj 2019**).

**Tableau II-1: Classe des vents (Hadjidj 2019).**

	Vitesse moyenne $\bar{V}$ du vent sur une année	Vitesse de la plus forte rafale un fois tous les 50 ans
Classe I	$8,5 < \bar{V} < 10$ m/s	70 m/s
Classe II	$7,5 < \bar{V} < 8,5$ m/s	59,5 m/s
Classe III	$6 < \bar{V} < 7,5$ m/s	52,5 m/s
Classe IV	$\bar{V} < 6$ m/s	42 m/s

### 4.4. Les autres données météorologiques

Au-delà de la variation saisonnière ou annuelle du vent, déterminée grâce à une très large base de données météorologiques, la donnée de base est la vitesse moyenne sur une heure

mesurée dans des stations météorologiques avec une période de 10 minutes (vitesse moyenne sur 10 minutes) (**Kastendeuch 2000**).

Il est possible, selon des applications visées, d'établir les statistiques de la vitesse moyenne, selon la direction du vent, par mois ou par jour. Le potentiel éolien dans une région donnée est calculé à partir de ces distributions de vitesses moyennes.

Les relevés météorologiques englobent d'autres mesures, entre autre celles des températures, de l'humidité et de la pression atmosphérique faites à la même fréquence (la moyenne sur une heure de prélèvements moyens chaque 10 minutes).

Ces valeurs sont utiles pour calculer les valeurs réelles de la densité de l'air suivant la formule (**Koukpedji 2015**) :

$$\rho(h, T, p) = \frac{1}{R_s \cdot (T + 273,15)} \left( p - 230,6147 \cdot h \cdot e^{\left( \frac{17,5043 \cdot T}{241,2 + T} \right)} \right) \quad (2.1)$$

Où :  $h$  est l'humidité relative ;

$T$ , la température en °C ;

$p$ , la pression ;

$R_s$  est la constante spécifique de l'air sec.  $R_s = 287,06 \frac{J}{kg \cdot K}$

## 5. Analyse Statistique des données

Si des mesures de vent sont disponibles, les informations peuvent être représentées sous forme d'histogrammes. Ils illustrent la variation des fréquences relatives des vitesses du vent. La distribution de la vitesse du vent est modélisée à l'aide de plusieurs modèles (**Yang 2003**) disponibles dans la littérature et utilisés pour ajuster la distribution de la vitesse du vent dans le temps. Le modèle le plus largement utilisé pour caractériser la distribution de la vitesse du vent est la distribution de probabilité de Weibull. Les avantages d'utiliser la fonction de Weibull à deux paramètres sont discutés par Justus et Mikhail dès 1976 et rapportés par (**Maouedj 2007**).

### 5.1. Fonction de distribution des vitesses de Weibull

La densité de probabilité de Weibull est la plus globale et la plus utilisée pour représenter la variation annuelle de la distribution de probabilité de la vitesse du vent d'un site (**Al-Hasan 2003, Seguro 2000, Stevens 1979**).

Cette variation est décrite par deux fonctions principales. La première, la fonction de densité de probabilité  $f(V)$ , montre la proportion de temps (probabilité) pendant laquelle le vent atteint une vitesse donnée. La seconde, la fonction de distribution cumulative de Weibull  $F(V)$ , représente la probabilité que la vitesse du vent soit inférieure ou égale à une certaine valeur «  $V$  ».

La distribution cumulative de Weibull permet ainsi d'exprimer la variabilité aléatoire des vitesses du vent en m/s. Les deux fonctions sont définies comme suit :

$$f(V) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \quad (2.2)$$

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \quad (2.3)$$

Le facteur de forme  $K$ , sans dimension, reflète la nature du vent, en termes de variabilité ou de stabilité, et influence la forme de la distribution de fréquence (**Bowden 1983**). Un faible  $K$  indique un vent très instable ou avec des rafales fréquentes, tandis qu'un  $K$  élevé signale un vent plus constant et régulier.

Le facteur d'échelle, quant à lui, détermine la qualité du vent. Il est étroitement lié à la vitesse moyenne, exprimé en m/s. Ces deux paramètres sont calculés de la manière suivante (**Bowden 1983**) :

$$K = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad (2.4)$$

$$C = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (2.5)$$

Où :

$\bar{V}$  est la vitesse moyenne du vent,  $\sigma$  est l'écart-type calculé sur le nombre total des mesures,  $N$ , effectuées dans une période de temps déterminée (une année type) par :

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \quad (2.6)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2} \quad (2.7)$$

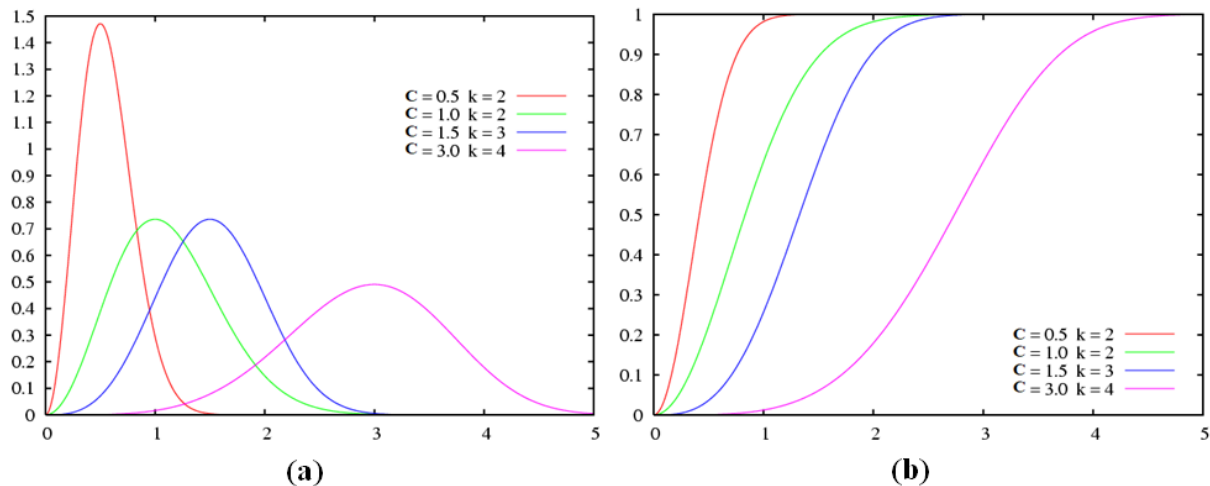
La fonction gamma est une fonction continue qui est définie comme suit :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-V} \cdot V^{x-1} \cdot dV \quad (2.8)$$

Cette fonction satisfait l'expression suivante :

$$\Gamma(x+1) = x \cdot \Gamma(x) \quad (2.9)$$

La figure 2.11 montre la distribution de Weibull et sa fonction de répartition pour différentes valeurs de  $K$  et  $C$ .



**Figure II.11:** Distribution de Weibull. **(a):** Densité de probabilité, **(b):** Fonction de répartition.

En fin, les données des vents varient également selon leur direction. Chaque observation est classée en fonction de sa direction dans un secteur correspondant à un intervalle de degrés. Ces données triées sont ensuite représentées sur une rose des vents, qui montre la répartition des vents selon les différentes directions.

Une fréquence  $\omega_i$  est ajoutée à la distribution de Weibull, correspondant aux différents intervalles de directions. La fonction de densité de probabilité globale des vitesses du vent est ainsi déduite et définie par la relation suivante :

$$f_v(V) = \sum_{i=1}^{N_d} f_{V_i}(V) \cdot \omega_i \quad (2.10)$$

Où  $N_d$  est le nombre d'intervalle de direction.

La densité de puissance du vent est estimée en se basant sur la fonction de densité de probabilité des vitesses de vent, de la manière suivante (**Bowden 1983**) :

$$\frac{P_{\text{éol}}}{S} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^{N_d} C_i^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{K_i}\right) \cdot \omega_i \quad (2.11)$$

## 5.2. Fonction de distribution des vitesses de Rayleigh

La densité de probabilité de Rayleigh est un cas particulier, simplifier, de la loi de Weibull, lorsque  $k=2$ . Dans ce cas, le paramètre  $C$  prend la valeur (**Serban 2020**) :

$$C = \frac{2 \cdot \bar{V}}{\sqrt{\pi}} \quad (2.12)$$

La fonction gamma ayant la valeur :  $\Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = \sqrt{\pi}$ .

En remplaçant les valeurs de  $K$  et  $C$  dans les fonctions de Weibull (Eqs 2.2 et 2.3), on obtient les expressions suivantes pour la densité de probabilité de Rayleigh et sa fonction de répartition (**Serban 2020**) :

$$f(V) = \frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{V}{\bar{V}^2}\right) \cdot e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2} \quad (2.13)$$

$$F(V) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2} \quad (2.14)$$

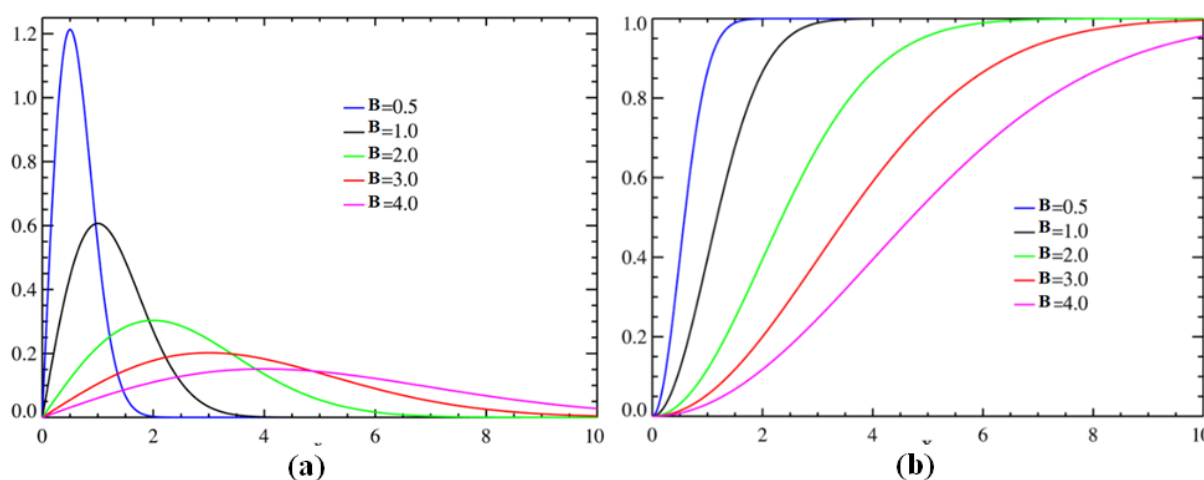
La distribution de Rayleigh est souvent retrouvée pour des régions à faibles vitesses de vent. Elle est exprimée généralement en fonction d'un réel positif  $B$ . Ce qui donne les expressions (2.15) et (2.16) pour ses fonctions de probabilité et de répartition (figure II.12).

$$f(V) = \frac{V}{B^2} \cdot e^{-\frac{V^2}{2B^2}} \quad (2.15)$$

$$F(V) = 1 - e^{-\frac{V^2}{2B^2}} \quad (2.16)$$

Par correspondance avec les eqs 2.13 et 2.14, on obtient :

$$B = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \cdot \bar{V} \quad (2.17)$$



**Figure II.12:**Distribution de Rayleigh. **(a):** Densité de probabilité, **(b):** Fonction de répartition.

### 5.3. Fonction de distribution des vitesses de la région d'étude

On présente dans ce paragraphe les étapes de construction de la distribution des vitesses de vent de la région d'étude à partir des prélèvements météorologiques.

#### 5.3.1. Description des données

Les données sont issues d'une application web météorologique de la région de Naama, aux coordonnées terrestres 33.27° N, 0.31° O, comme on peut le lire sur la Figure 2.13.

Les données météorologiques sont les moyennes horaires de prélèvements faits chaque 10 minutes, et sont présentées sous forme graphique (Figure 2.13) et dans des tableaux (Figure 2.14) sur l'interface web, jour par jour.

On y trouve, en plus des vitesses (mph) et des orientations des vents, la vitesse de la rafale de vent (mph), la température (°F), point (température) de rosée (°F), la pression atmosphérique (inHg), les précipitations (in) et les conditions générales de temps.

Un échantillon d'une année (366 jours du 13 Jan. 2020 au 12 Jan. 2021) de mesures représentatives des différentes saisons est utilisé dans la suite de ce travail.

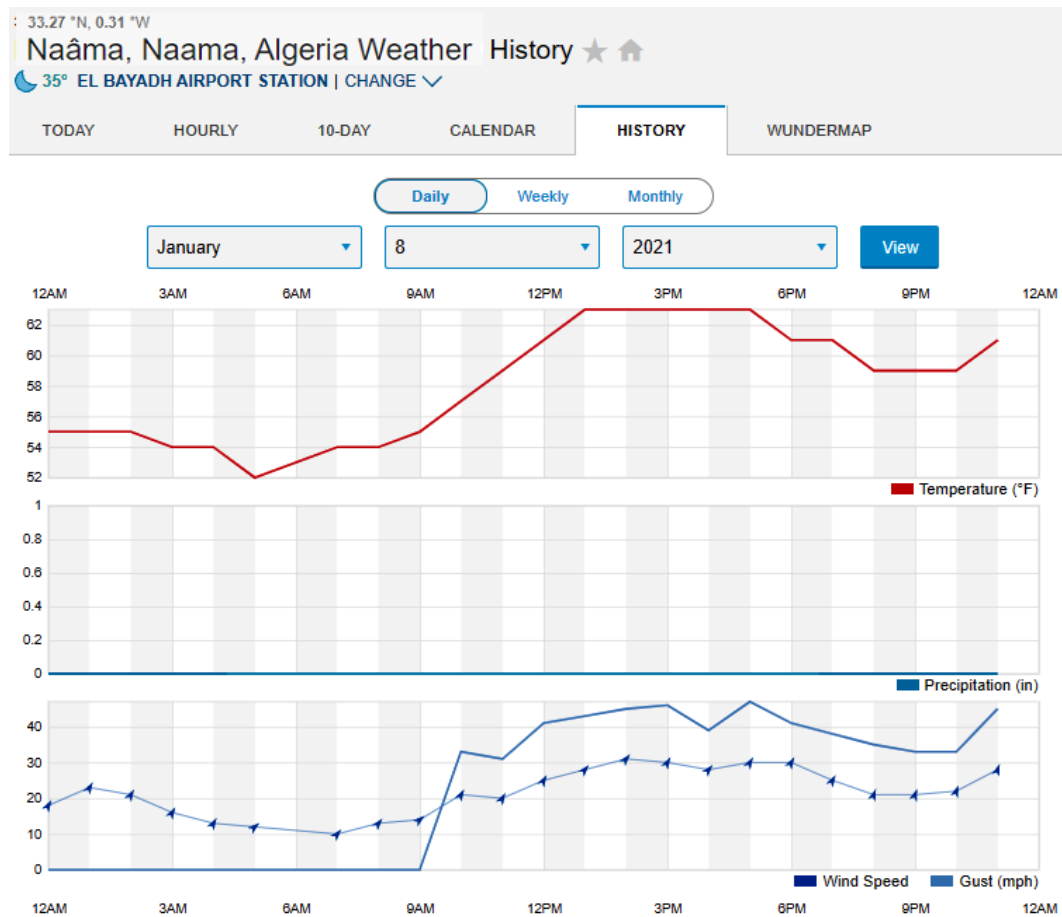


Figure II.13: Représentation graphique des données météorologiques de la région d'étude sur l'interface web.

### Daily Observations

Time	Temperature	Dew Point	Humidity	Wind	Wind Speed	Wind Gust	Pressure	Precip.	Condition
7:00 AM	57 °F	27 °F	31 %	ESE	14 mph	0 mph	25.62 in	0.0 in	Fair
8:00 AM	59 °F	37 °F	45 %	ESE	15 mph	0 mph	25.62 in	0.0 in	Fair
9:00 AM	61 °F	36 °F	39 %	ESE	17 mph	0 mph	25.62 in	0.0 in	Fair
10:00 AM	63 °F	36 °F	37 %	SE	14 mph	0 mph	25.62 in	0.0 in	Fair
11:00 AM	66 °F	37 °F	35 %	SE	16 mph	0 mph	25.62 in	0.0 in	Fair
12:00 PM	70 °F	37 °F	31 %	SE	7 mph	0 mph	25.62 in	0.0 in	Mostly Cloudy
1:00 PM	70 °F	37 °F	31 %	WNW	5 mph	0 mph	25.60 in	0.0 in	Mostly Cloudy
2:00 PM	72 °F	37 °F	29 %	SSW	8 mph	0 mph	25.60 in	0.0 in	Mostly Cloudy
3:00 PM	70 °F	36 °F	28 %	SSE	6 mph	0 mph	25.57 in	0.0 in	Mostly Cloudy
4:00 PM	70 °F	36 °F	28 %	S	7 mph	0 mph	25.55 in	0.0 in	Mostly Cloudy
5:00 PM	70 °F	36 °F	28 %	SW	8 mph	0 mph	25.55 in	0.0 in	Mostly Cloudy
6:00 PM	66 °F	37 °F	35 %	NNE	10 mph	0 mph	25.55 in	0.0 in	Mostly Cloudy
7:00 PM	63 °F	41 °F	45 %	SE	13 mph	0 mph	25.57 in	0.0 in	Mostly Cloudy

Figure II.14: Exemple de tableau de données météorologiques journalier.

### 5.3.2. Prétraitement des données manquantes

Au-delà de quelques mesures manquantes (une à deux mesures / jour), la journée du 21 Nov. 2020 ne figure pas dans l'échantillon. Certaines journées ne présentent que 04 ou 06 prélèvements (exemples du 20 Nov. 2020 ou du 24 Avr. 2020).

En fin, sur la période du 31 Mars au 1 juillet 2020, les enregistrements n'ont été fait que le jour (de 7h du matin à 19h le soir), nous avons donc sur cette période 13 mesures/ jour au lieu de 24.

Grace au caractère *aléatoire* des vitesses du vent, et comme on s'intéresse, en étude statistique, aux fréquences de ces vitesses, les données manquantes ne devraient pas perturber la distribution globale des vitesses de vent.

#### *Prétraitement des modalités manquantes*

Le diagramme en bandes des (fréquences) vitesses de vent montre la non existence des vitesses : 4, 11, 19, 27, 34 et 42 mph, ce qui est peu probable étant donné le caractère continu des vitesses de vent (voir figure 2.15).

Grace à cette propriété de continuité de la variable aléatoire : vitesses de vent, ces valeurs peuvent être retrouvées (ou estimées) sur la densité de probabilité.

### 5.3.3. Analyse statistique des données

Trois (03) séries statistiques ressortent du traitement de ces données météorologiques : les vitesses de vent, les vitesses de la rafale de vent et une distribution globale de toutes les valeurs.

#### *a. Les vitesses du vent*

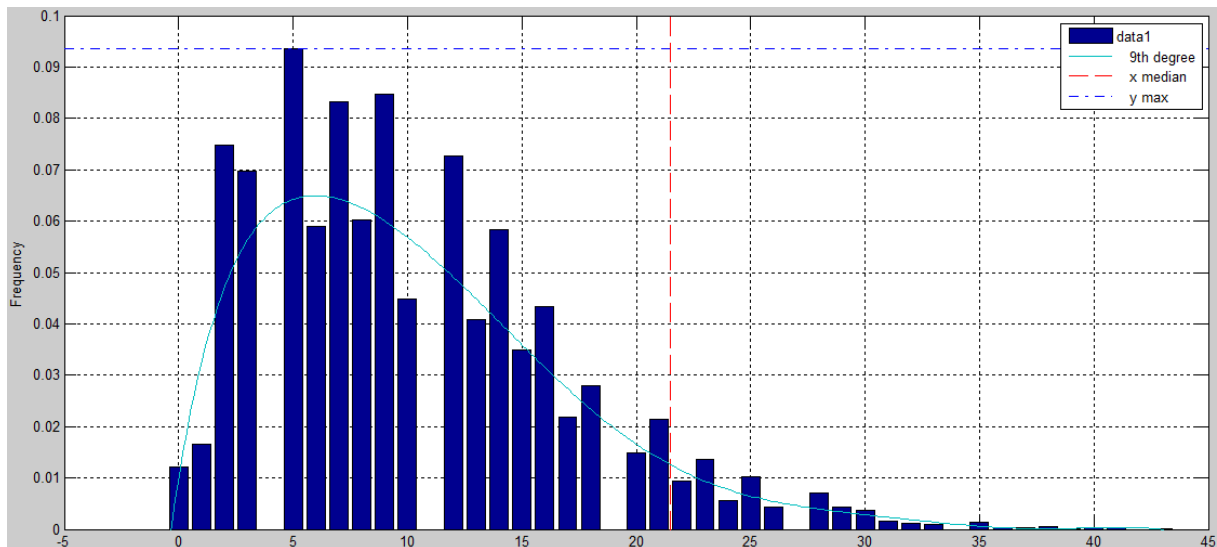
Sur un total de 7434 mesures, la figure 2.15 montre la distribution des fréquences (l'effectif des valeurs divisé par l'effectif total) des différentes vitesses de la zone d'étude. On peut y lire :

- L'étendue des valeurs est de 43 mph, soit 19,2228 m/s (1 mph = 0,44704 m/s)
- Le mode (valeur maximale des fréquences) est obtenu pour 5 mph, soit 2,2353 m/s.

Le mode est souvent utilisé pour le dimensionnement des éoliennes (taille des pales) au lieu de la moyenne qui est ici de 10,2256 mph soit 4,5713 m/s (au sens espérance mathématique).

- L'écart type  $\sigma$  a une valeur de 5.3987 mph. Cette valeur fait que le paramètre K de la distribution de Weibull a une valeur de 2,001041, selon l'équation 2.4. Ce qui promulgue clairement que la distribution suit une loi de Rayleigh, une particularité de

la loi de Weibull lorsque  $K=2$ , souvent retrouvée pour des distributions de faibles vitesses de vent (Akour 2017, Serban 2020). La valeur du paramètre  $B$  est alors : 8,158848365 mph.

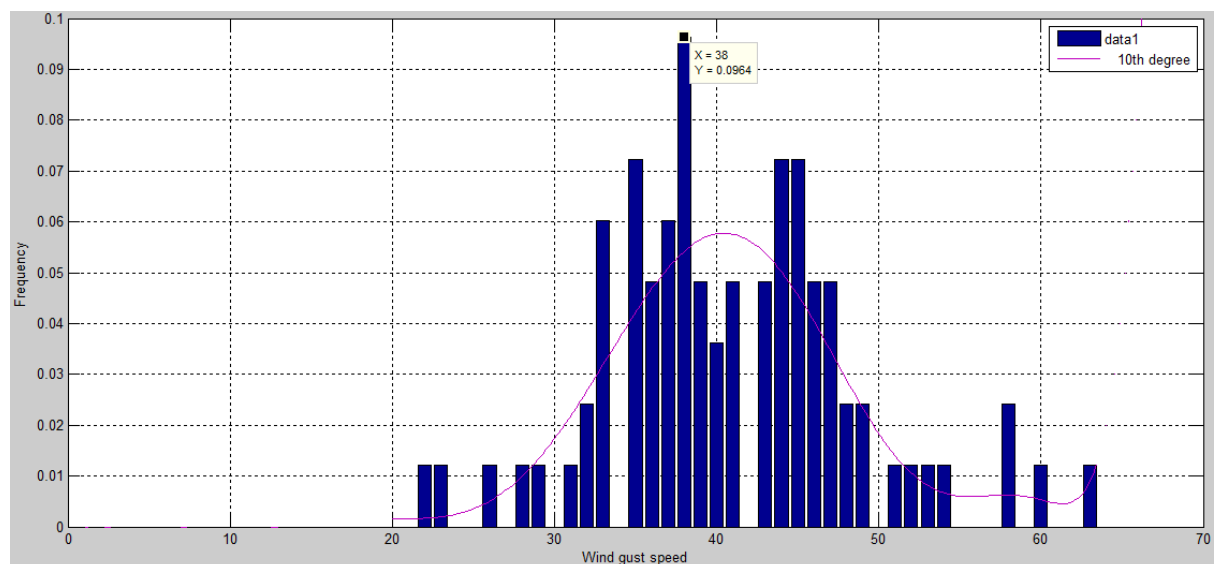


**Figure II.15:** Distribution en fréquence des vitesses de vent pour la zone étudiée.

*b. Les vitesses de la rafale du vent*

Sur un total de 83 mesures, cette distribution s'étend de 22 à 63 mph ([9,8349 - 28,1636] m/s). Le mode est à 38 mph (16,9876 m/s) et l'allure est celle d'une gaussienne (Figure 2.16).

Avec un maximum de rafale bien inférieur à 42 m/s, et une vitesse moyenne inférieure à 6 m/s, la région d'étude est dans la classe IV des vitesses de vent.



**Figure II.16:** Distribution en fréquence des vitesses de rafale vent pour la zone étudiée.

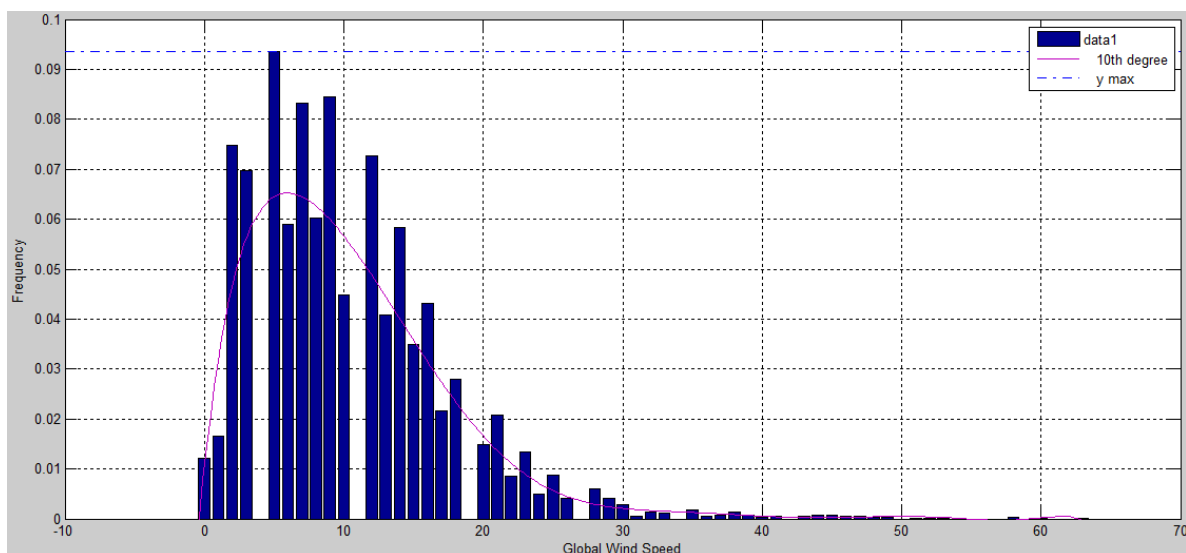
### c. Distribution globale

La distribution globale est obtenue en concaténant les deux premières. Lorsque les deux valeurs existent pour le même point de mesure, on choisit la maximale (En partant du principe que l'éolienne tournera plus rapidement en présence de la rafale).

Toujours sur un total de 7434 mesures, cette distribution s'étend jusqu'à 63 mph (28,1636 m/s), le mode reste 5 mph (2,2353 m/s).

Les nouvelles valeurs de la moyenne est de l'écart type sont respectivement 10,519 et 5.3047 (mph). C'est valeur attribuent à la distribution globale l'allure d'une loi de Weibull avec  $k = 2.10321$  et  $C=11.8765$  mph (Figure 2.17).

En appliquant la formule 2.11, pour un  $\rho_{\text{moy}} = 1,0756 \text{ kg/m}^3$ , la densité de puissance est estimée à  $101,735 \text{ W/m}^2$ . Un résultat prévisible, bien loin des  $300 \text{ W/m}^2$  minimum qui rendraient le site apte à accueillir un parc éolien rentable, d'où notre intérêt pour les petites éoliennes à applications dans de telles régions à faibles vitesses de vent.



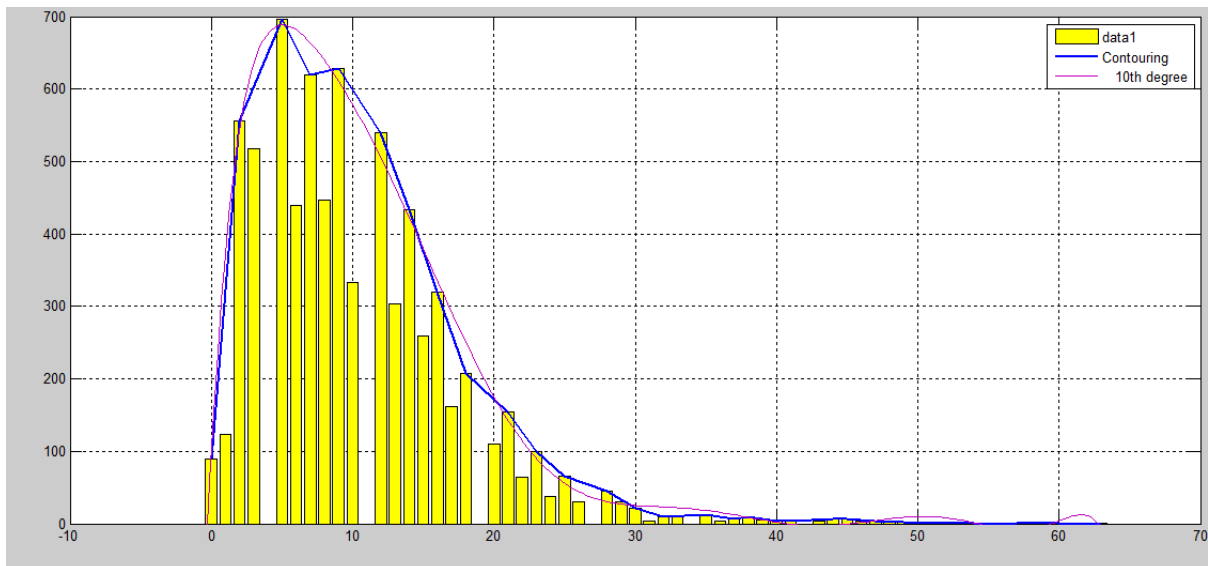
**Figure II.17:** Distribution en fréquence des vitesses de vent globales pour la zone étudiée.

### d. Estimation de la Densité de probabilité de la distribution globale

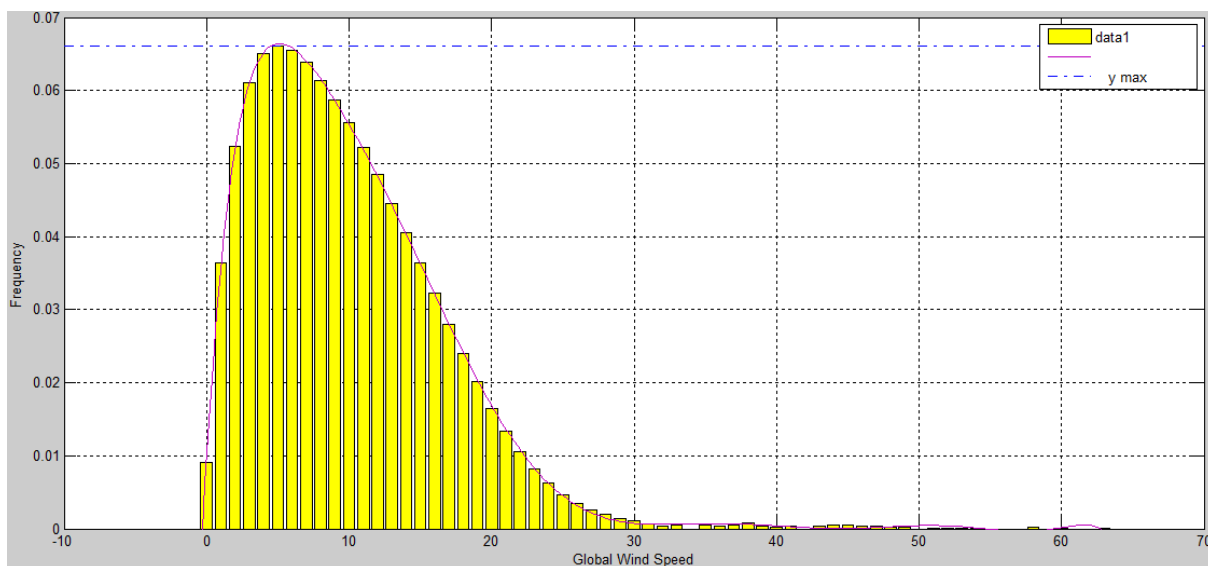
Informellement, la densité de probabilité peut être considérée comme la limite de l'histogramme représentant les fréquences relatives des diverses classes de valeurs, pourvu que ces classes soient suffisamment étroites (soit un diagramme en bandes) et que l'on dispose d'un échantillon suffisamment grand.

- Un *contouring* est effectué sur la distribution des effectifs globale, puis un ajustement (Figure 2.18).

La distribution en fréquences des vitesses de vent globale est estimée à partir de cette courbe ajustée (figure 2.19).

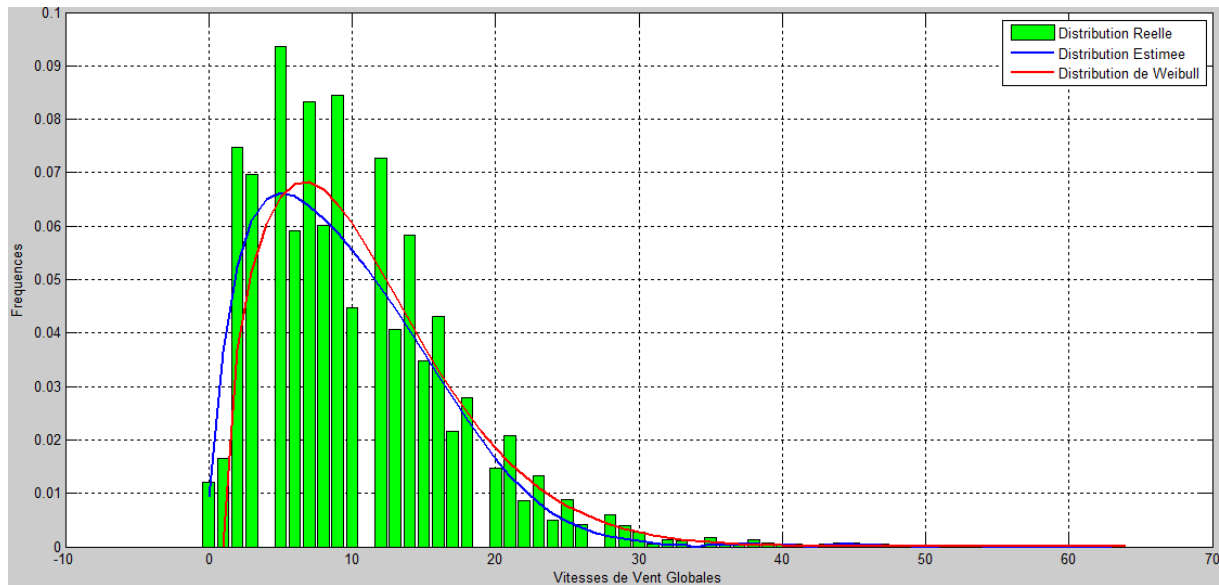


**Figure II.18:** Contouring et ajustement de la Distribution en effectif des vitesses de vent globales.



**Figure II.19:** Distribution en fréquence finale estimée des vitesses de vent globales pour la zone étudiée.

Cette distribution estimée présente une moyenne est un écart type de 9,9109 et 6,6306 (mph) respectivement. Ceci nous permet de tracer la distribution de Weibull correspondante avec  $K = 1.547$  et  $C = 11,015$  mph. La comparaison des trois distributions est représentée sur la figure 2.20.



**Figure II.20:** Comparaison entre la distribution finale estimée, la distribution de Weibull correspondante, et la distribution réelle des vitesses de vent globales pour la zone étudiée.

Le tableau 2.2 résume la qualité de l'ajustement pour les distributions de Weibull et de Rayleigh.

Il fournit un comparatif quantitatif, montrant qu'il n'existe pas une différence statistiquement significative entre les fréquences attendues et les fréquences observées (distribution globale).

**Tableau II-2:** Mesures de la qualité des ajustements pour les distributions de vitesse du vent à Naama.

Distribution	K	C (mph)	R <sup>2</sup>	RMSE	Test Chi-2
Weibull	1.547	11.015	0.92	1.25	5.87
Rayleigh	-	11.183	0.88	1.85	7.93

Ainsi, des valeurs de corrélation proches de 1 indiquent une très bonne adéquation pour les deux distributions. Cependant, la distribution de Weibull, avec un R<sup>2</sup> plus élevé, une RMSE et un test statistique chi-2 plus faibles, suggère un modèle légèrement meilleur pour cet ensemble de données particulier.

#### 5.4. Etude temporelle des données de la région d'étude

En utilisant les prélèvements météorologiques horaires, et disposant des valeurs globales des vitesses de vent (Vent + Rafale) heure par heure, les moyennes journalières des vitesses de vent et de la densité de l'air ont été calculées.

Les densités d'air moyennes pour chaque heure ont été préalablement calculées en utilisant l'équation 2.1. A partir de là, les classifications suivantes ont été obtenu.

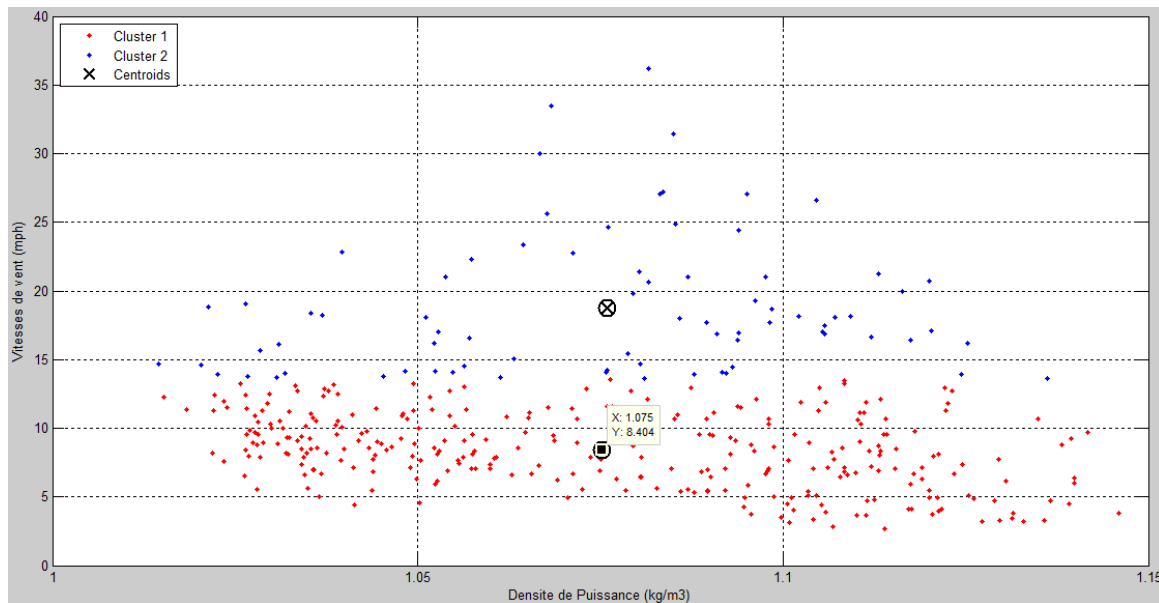
#### 5.4.1. Classification des jours par vitesses de vent et densités d'air moyennes

Afin de minimiser la dispersion, dans le but d'optimiser le dimensionnement des éoliennes pour des régions à faibles vitesses de vent, une classification *K-means* non supervisée des moyennes journalières des vitesses de vent et des densités de l'air est proposée. La figure 2.21 montre le résultat obtenu.

Les résultats montrent que les 366 jours de l'année peuvent être dispatchés en 2 classes. Les noyaux des 2 classes sont respectivement M1 (8,4038 mph, 1,0752 kg/m<sup>3</sup>) et M2 (18,7602 mph, 1,0760 kg/m<sup>3</sup>).

La première classe englobe 291 jours, soit presque 80 % de l'année. L'étendue des vitesses est [2,7143 – 13,5385] mph, soit [1,2134 – 6,0523] m/s.

Le coefficient de variation est de 31,46 %, ce qui indique que les éléments de la classe ne sont pas dispersés et que la moyenne est un bon représentant de ces éléments.



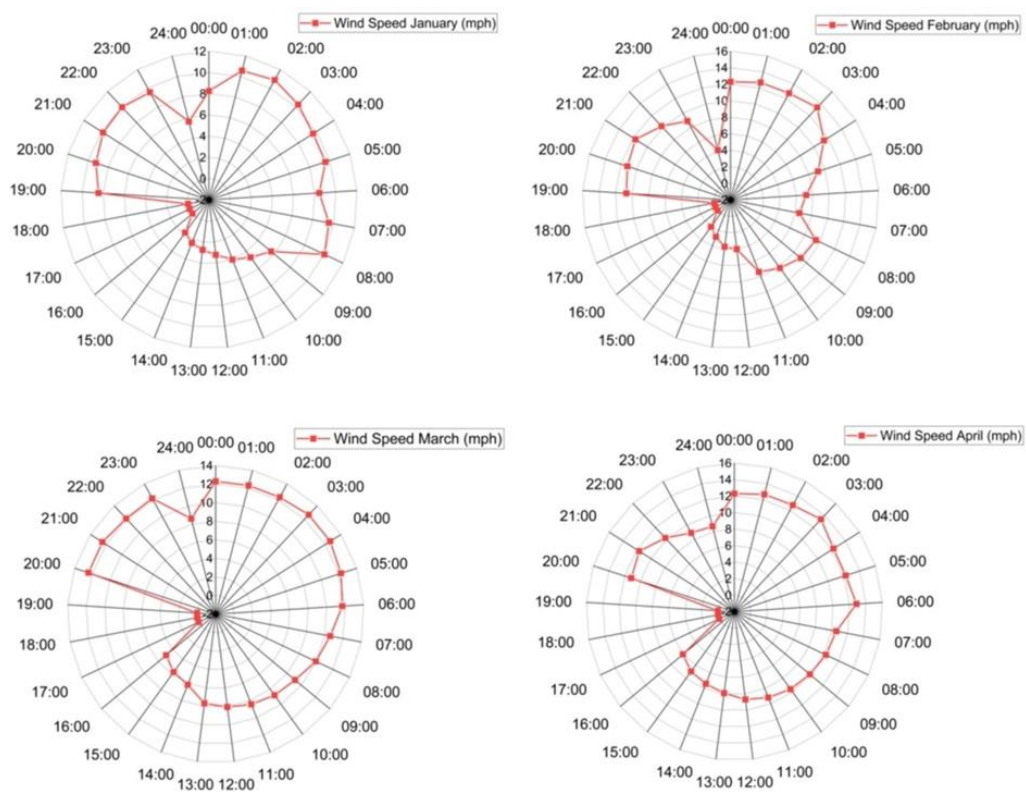
**Figure II.21:** Classification K-means des journées en fonction des moyennes des vitesses de vent et des densités de l'air.

Les 75 jours restants appartiennent à la seconde classe. L'étendue des vitesses est [13.6087 – 36.1667] mph, soit [6,0836 – 16,168] m/s. Le coefficient de variation est de 26, 78 %, ce qui indique que les éléments de cette classe sont moins dispersés que ceux de la classe 1, probablement à cause de leur nombre réduit. La moyenne est donc un bon représentant des éléments de cette classe aussi.

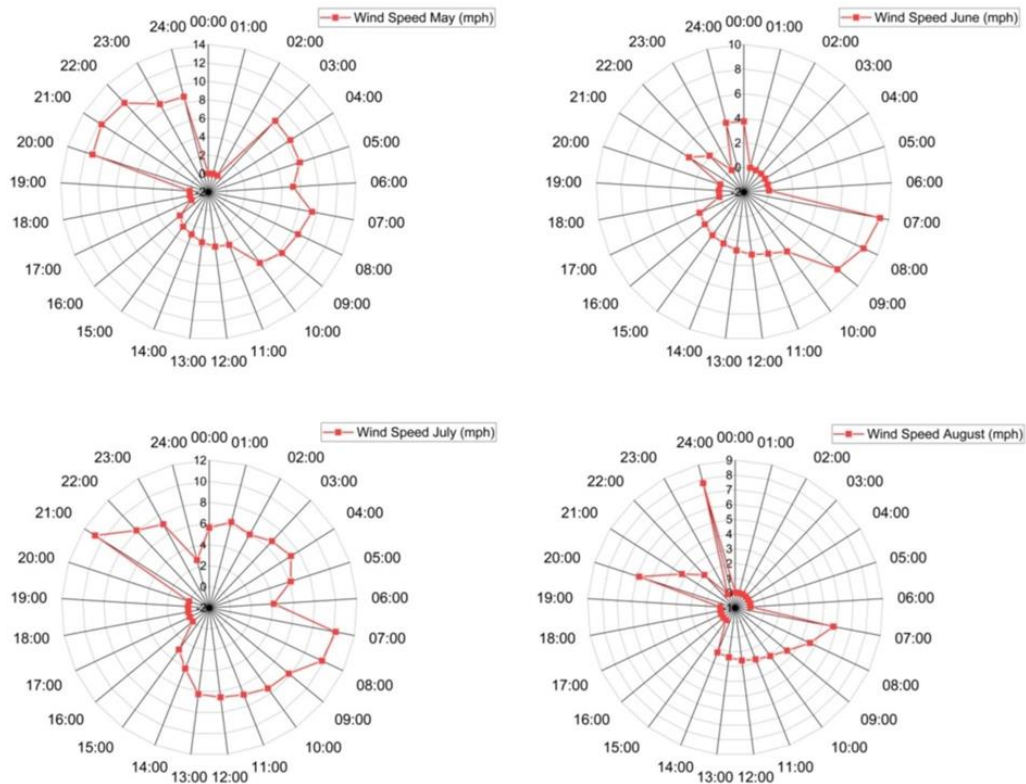
A ce niveau, on peut conclure donc que les valeurs 8,4038 mph, soit 3,7568 m/s et 1.0756 Kg/m<sup>3</sup> sont toutes indiquées pour l'estimation de la densité de puissance nominale dans la région d'étude.

#### 5.4.2. Classification des mois/ saisons selon les vitesses de vent et les densités d'air moyennes

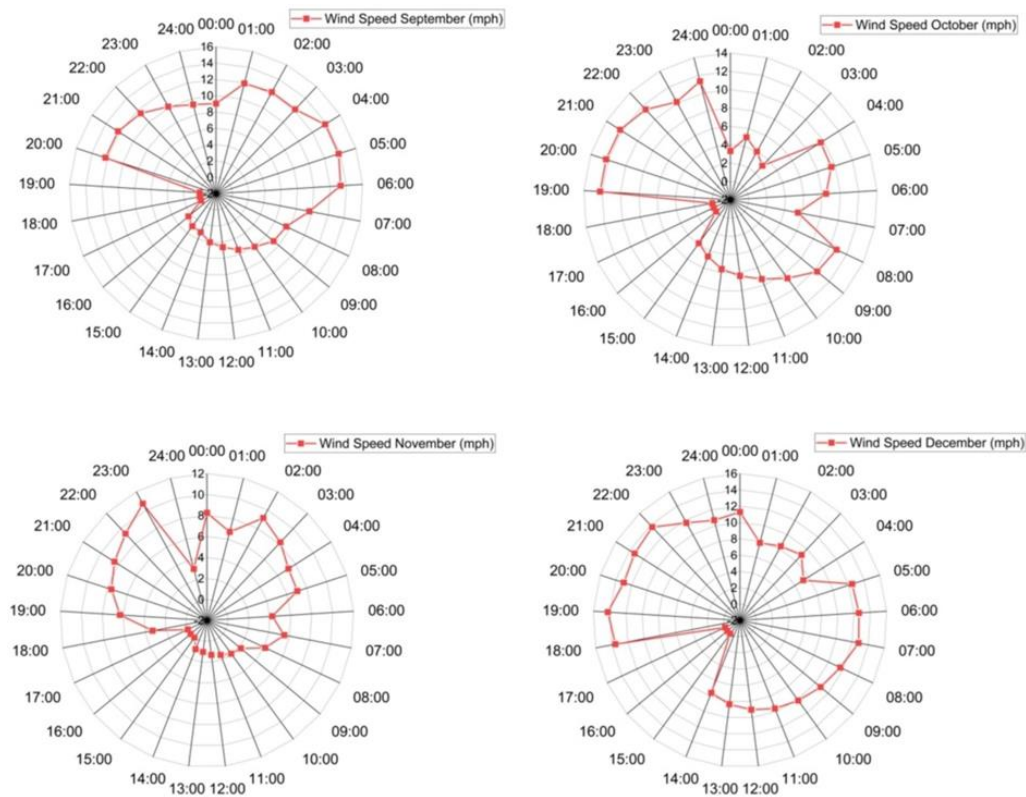
Les données collectées sont renforcées par plus d'une décennie d'informations sur le comportement des vents locaux dans la région de Naama. Au cœur de cette analyse se trouvait la vitesse médiane du vent, qui offrait une stabilité dans la représentation face aux variations des données. Les figures 2.22 à 2.24 montrent la faible variation de ces médianes dans le temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour chaque mois de l'année.



**Figure II.22:** Variation de la moyenne des vitesses du vent par rapport aux temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour Janvier, Février, Mars et Avril.



**Figure II.23:** Variation de la moyenne des vitesses du vent par rapport aux temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour Mai, Juin, Juillet et Aout.



**Figure II.24:** Variation de la moyenne des vitesses du vent par rapport aux temps à 10 m d'altitude dans la région de Naama pour Septembre, Octobre, Novembre et Décembre.

Nos premières constatations révèlent que les vitesses moyennes du vent atteignaient un pic de 10 à 14 mph en automne et au printemps et s'intensifiaient pendant les périodes de faible irradiation solaire (tôt le matin, le soir et la nuit). Ce schéma suggère une relation inverse potentielle entre l'exposition solaire et l'activité éolienne. Cependant, confirmer cette relation exige plus que des observations préliminaires. Bien que les données actuelles pointent vers ce lien, seule une analyse quantitative détaillée peut le confirmer. Des techniques analytiques avancées sont nécessaires pour déterminer s'il existe une corrélation significative entre la réduction de l'ensoleillement et l'augmentation de la vitesse du vent.

En conclusion, la vitesse du vent dans la région étudiée varie considérablement selon les saisons. En automne, hiver et printemps, les vitesses moyennes sont plus élevées, atteignant environ 9 mph, tandis qu'en été, elles baissent à environ 6 mph. Des rafales importantes, pouvant atteindre 20 mph, sont surtout enregistrées en hiver. Ces variations sont liées au climat semi-aride de la région, qui influence les changements de température diurne. Ces changements jouent un rôle crucial dans les comportements du vent généralement observés en début de matinée ou en fin d'après-midi. Les vents matinaux résultent du refroidissement nocturne du sol.

Inversement, les vents de l'après-midi sont causés par le réchauffement diurne. De plus, Les variations saisonnières de la direction des vents dominants sont également influencées par les changements de gradient de pression barométrique dus aux variations cycliques de l'insolation solaire.

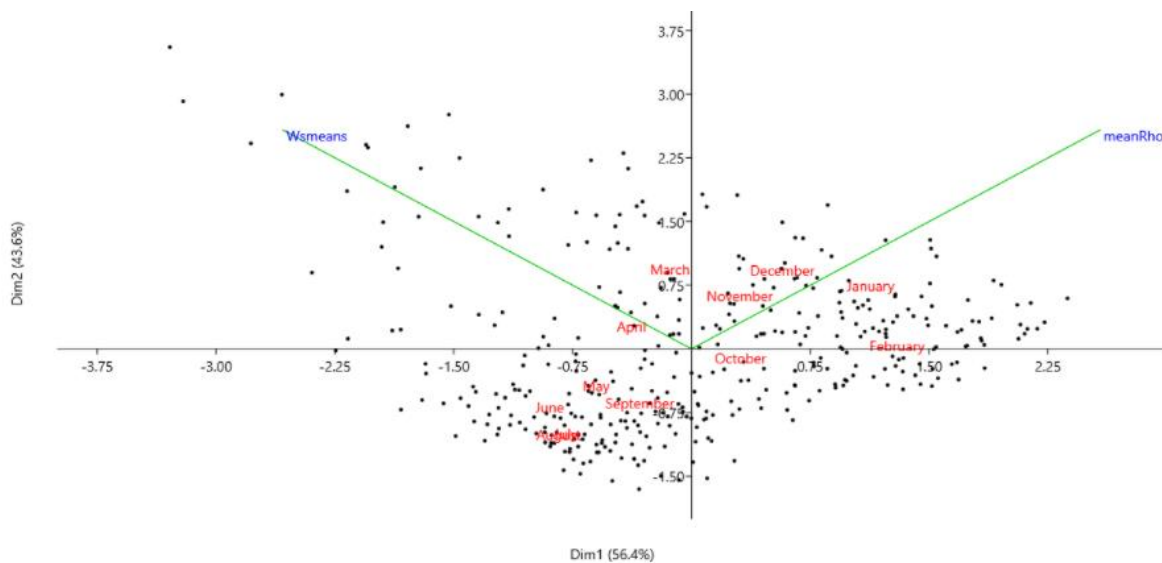
Le comportement du vent dans cette région résulte donc d'une interaction complexe de plusieurs facteurs : la nature cyclique de l'ensoleillement, la dynamique thermique caractéristique d'un climat semi-aride, ainsi que potentiellement les caractéristiques topographiques locales. Cette interaction multiforme complexe d'éléments environnementaux et climatiques définit les schémas éoliens uniques de la région (**Bilir 2015**).

Toujours à la base des moyennes journalières des vitesses de vent et des densités de l'air, dont les p-values montrent que ce sont des variables significatives, une étude statistique sur les mois les plus venteux a été faite. En effet, la signification statistique de la corrélation est évaluée en utilisant une valeur p pour déterminer la probabilité que la corrélation observée ne se soit pas produite par hasard. Cet aspect de l'analyse est essentiel pour valider les résultats et garantir qu'ils ne sont pas le produit d'une variation aléatoire des données (**Von Storch 2010, Knapp 2019**).

La figure 2.25 est le résultat d'une analyse en composantes principales (ACP) qui révèle une démarcation perceptible entre les mois, indiquant un modèle saisonnier des vitesses du vent. En effet, l'analyse montre que sur l'année, uniquement les mois de Mars et Avril sont décorrélés. Les mois de Mai, Juin, Juillet, Aout et Septembre sont corrélés. Aussi le sont les mois d'Octobre, Novembre, Décembre, Janvier et Février.

Dans cette analyse, *Wsmmeans* montre une corrélation positive prononcée avec la première dimension. Une corrélation aussi forte indique que lorsque les valeurs de *Wsmmeans* augmentent, la composante 1 augmente aussi, révélant une relation directe et proportionnelle entre ces deux éléments. Inversement, *meanRho* est négativement corrélée avec la deuxième composante. Cela implique que lorsque les valeurs de *meanRho* augmentent, la composante 2 a tendance à diminuer, suggérant ainsi une relation inverse.

La corrélation positive de *Wsmmeans* avec la dimension 1 est une indication de l'influence substantielle de la variabilité des vitesses du vent sur le regroupement des différents mois. Cela signifie aussi que *Wsmmeans* est un facteur critique pour déterminer la façon dont les vitesses du vent fluctuent au fil du temps les changements saisonniers et vice versa.



**Figure II.25:** ACP des variables rho et vitesse de vent avec les mois comme variable qualitative.

L'ACP fournit ainsi des informations précieuses sur la variabilité saisonnière/ mensuelle des vitesses du vent et souligne l'importance des variables *meanRho* et *Wsmmeans* dans ce contexte.

De telles analyses sont essentielles pour comprendre des ensembles de données complexes, en particulier dans les études météorologiques ou environnementales où les interactions multifactorielles sont courantes (Merzouk 2000, Naderi 2023).

Sur la figure 2.25 on peut voir aussi la dispersion ainsi que la relation entre les deux variables clés. Chaque mois est annoté dans le graphique, soulignant davantage la saisonnalité dans les données. Les points sont principalement regroupés dans la région inférieure du graphique, indiquant une tendance vers des vitesses de vent plus faibles pendant ces mois spécifiques. Le graphique révèle également une corrélation négative entre *meanRho* et *Wsmmeans*, visible par les orientations divergentes de leurs vecteurs respectifs.

Une analyse approfondie des corrélations entre chaque mois et les deux composantes principales de l'ACP révèle que la première composante reflète principalement les influences saisonnières sur la vitesse du vent apparaissant ainsi comme un facteur principal dans l'ensemble de données, tandis que la seconde composante reste difficile à interpréter. La matrice de corrélation dans ce contexte permet d'identifier des mois spécifiques présentant des schémas similaires en matière de vitesse du vent, facilitant ainsi une analyse plus segmentée et ciblée.

Ainsi, la méthode PCA a efficacement isolé dans la première composante principale, l'effet saisonnier dominant. Cela améliore la compréhension des principaux facteurs à l'origine de la variabilité mensuelle des vitesses du vent dans l'ensemble de données. Combinées, ces techniques d'analyse (le nuage de points avec sa ligne de corrélation, l'ACP et la matrice de corrélation) fournissent une vue complète de la dynamique régissant la variabilité de la vitesse du vent inestimables dans les études météorologiques, en particulier lors de l'évaluation des facteurs qui influencent les schémas de vent au fil du temps.

### **5.5.Simulation de la production complémentaire d'énergie éolienne et solaire dans un système hybride d'énergie renouvelable**

A l'image de l'Algérie, la province désertique de Naama est riche en ressources solaires, qui comme toutes les ressources renouvelables souffre de l'intermittence dans sa disponibilité, ce qui peut poser des problèmes importants, pour un mix énergétique significative. La nécessité de solutions complémentaires pour gérer les fluctuations inhérentes à ces sources renouvelables est donc de plus en plus évidente (Hu 2019).

Dans le cadre de nos travaux de recherche, nous proposons un modèle combinant l'énergie solaire et l'énergie éolienne, qui sont des sources inversement corrélées afin de réduire cette variabilité. Le concept de systèmes hybrides offre ainsi des synergies d'intégration importantes, en exploitant les caractéristiques complémentaires de ces différentes ressources

renouvelables (**Mertens, 2022**). L'énergie éolienne, en tant que source complémentaire, constitue une solution intéressante, particulièrement dans les régions où les profils de production solaire et éolienne sont inversement corrélés.

En effet, on a observé que la région d'intérêt présente souvent des vitesses de vent plus élevées pendant les périodes de faible irradiation solaire. Ce climat avantageux permet d'exploiter les potentiels synergiques du vent et du solaire, réduisant ainsi leur variabilité. Les modèles avancés montrent que les systèmes hybrides éolien-solaire peuvent équilibrer efficacement cette variabilité (**Radisavljevic 2023**). Les ressources éoliennes exploitables quantifiée dans la région de Naama sont utilisées pendant les périodes de faible irradiation solaire pour contrebalancer l'intermittence solaire.

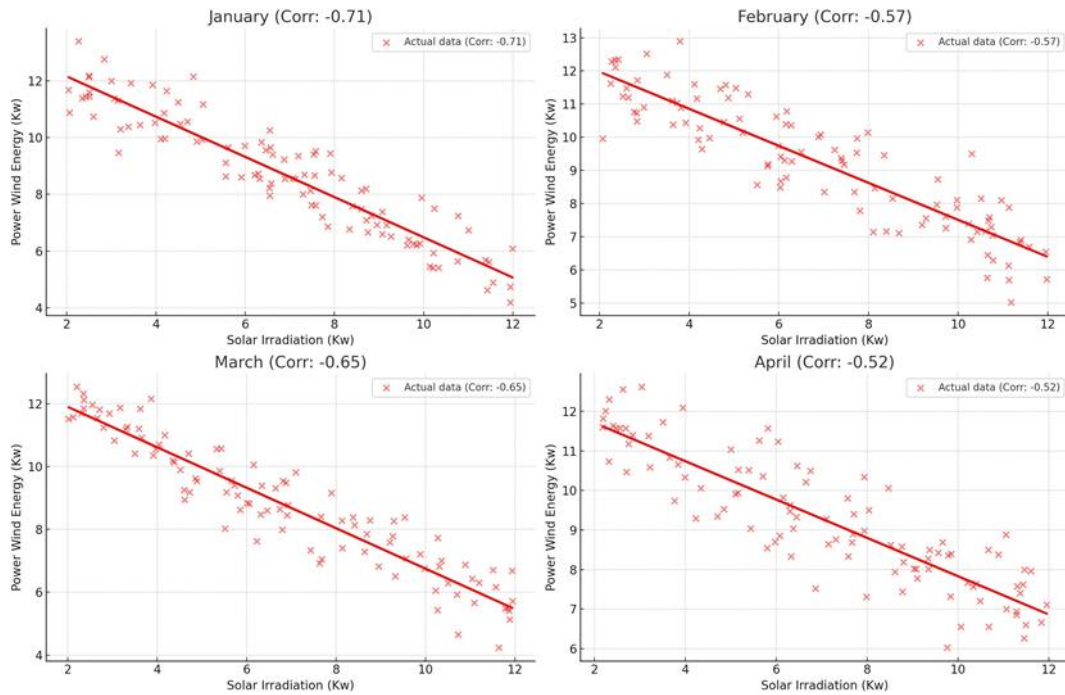
La complémentarité temporelle des modèles solaires et éoliens a été démontré en examinant les corrélations entre les vitesses du vent et l'insolation solaire, avec les mois de l'année comme période d'observation.

Les résultats rapportés sur le tableau 2-3 et les figures 2.26 à 2.28 montrent une corrélation inverse significative entre les vitesses moyennes du vent horaires et l'irradiation, appuyant ainsi le postulat de l'utilisation du potentiel éolien pour soutenir la production solaire, notamment le soir lorsque la production photovoltaïque est casi-nulle.

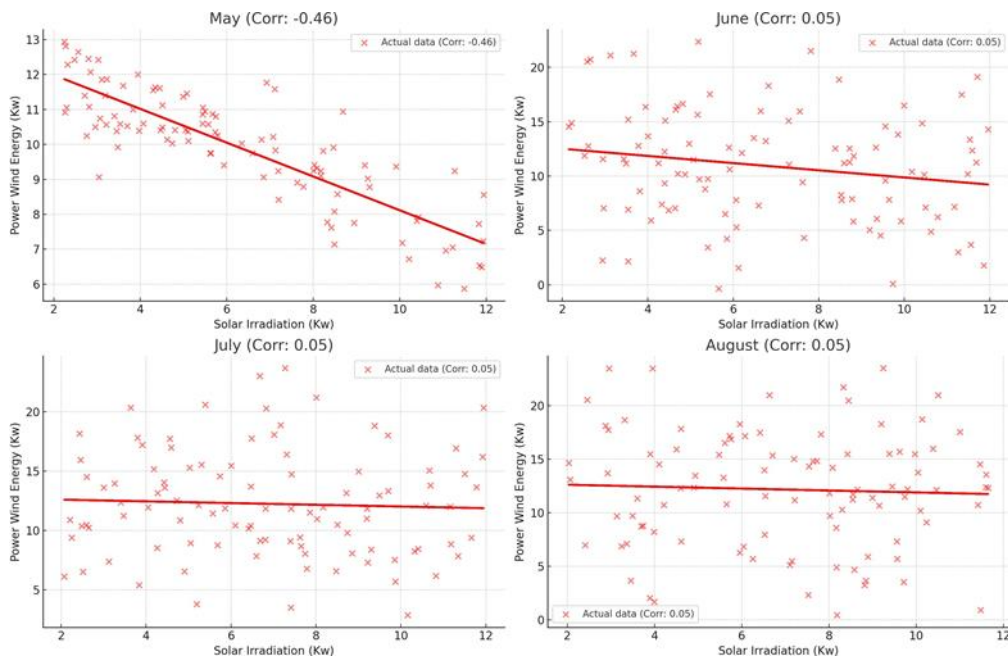
**Tableau II-3:** Analyse mensuelle de corrélation entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité.

Mois	Corrélation	p-Valeur	Significativité
Janvier	-0.713	$3.01 \times 10^{-5}$	Significatif
Février	-0.567	$2.05 \times 10^{-3}$	Significatif
Mars	-0.645	$2.79 \times 10^{-4}$	Significatif
Avril	-0.524	$5.02 \times 10^{-3}$	Significatif
Mai	-0.456	$1.67 \times 10^{-2}$	Significatif
Juin	-0.158	0.431	Non significatif
Juillet	-0.183	0.362	Non significatif
Août	-0.236	0.236	Non significatif
Septembre	-0.663	$1.66 \times 10^{-4}$	Significatif
Octobre	-0.388	$4.53 \times 10^{-2}$	Significatif
Novembre	-0.521	$5.33 \times 10^{-3}$	Significatif
Décembre	-0.550	$2.97 \times 10^{-3}$	Significatif

Les résultats fournissent des preuves convaincantes de la viabilité de l'énergie éolienne pour stabiliser les ressources solaires intermittentes à Naama, comme de montres les figure 2.29 et 2.30. Cela peut avoir des implications importantes pour la planification des énergies renouvelables en Algérie et dans des environnements similaires.

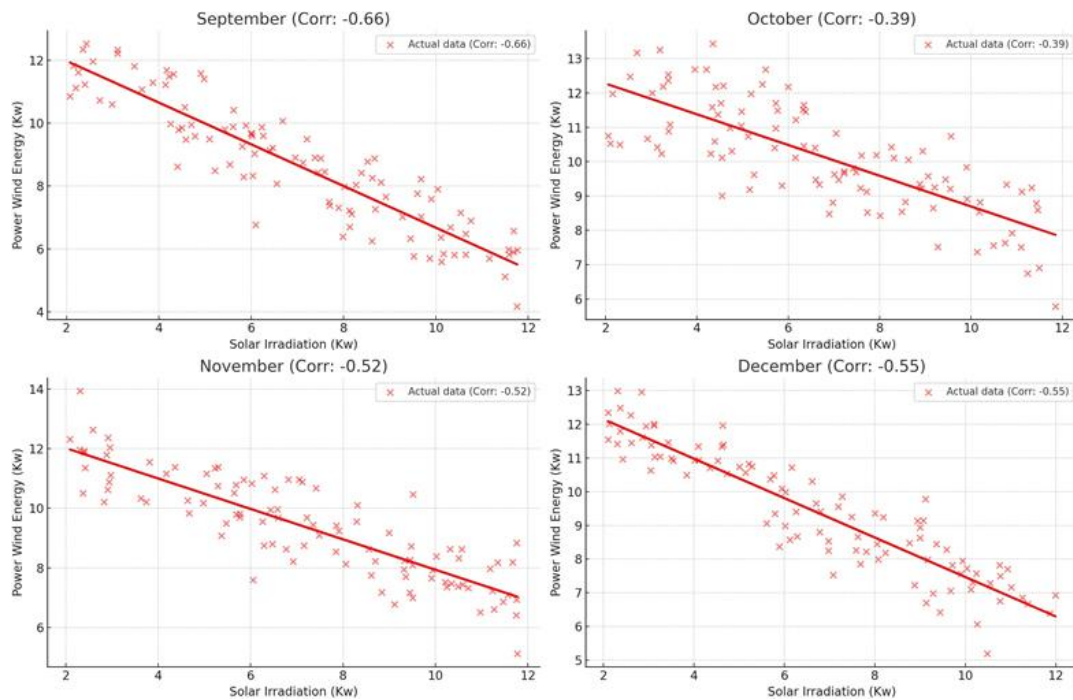


**Figure II.26 :** Analyse mensuelle de corrélation et de tendance entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité (de janvier à avril).

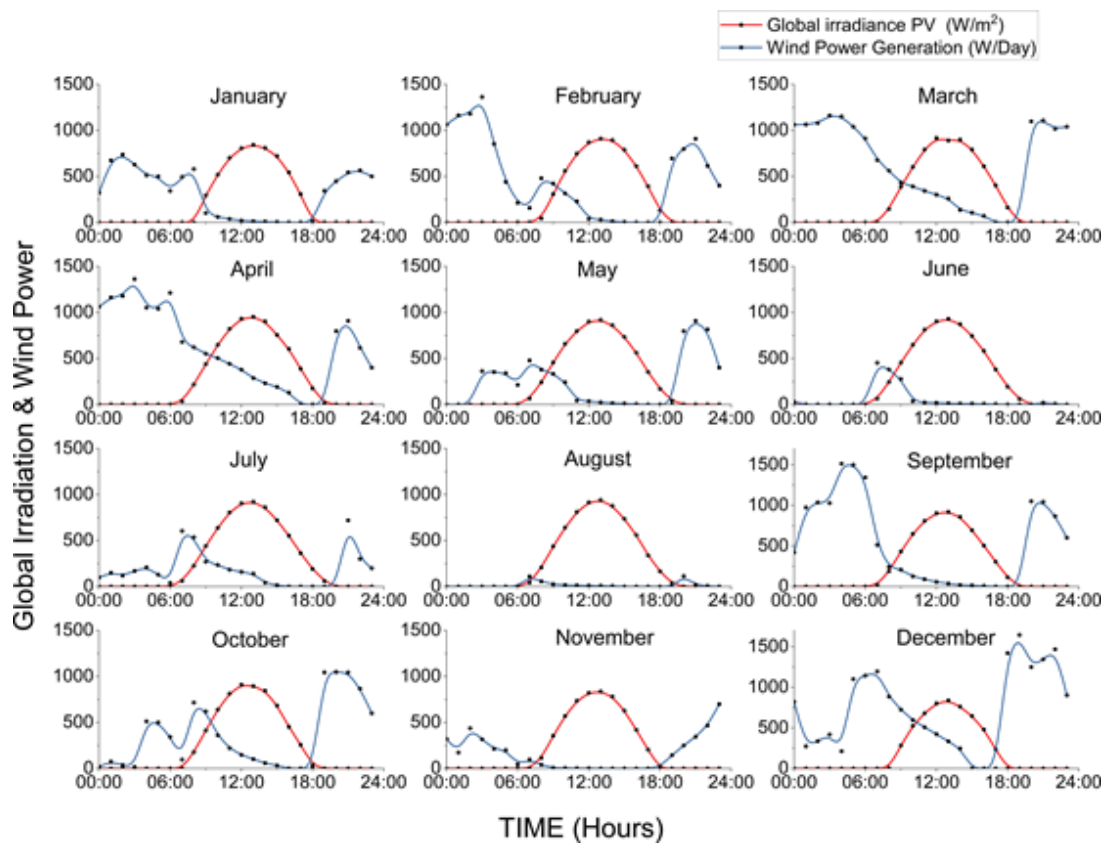


**Figure II.27:** Analyse mensuelle de corrélation et de tendance entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité (de mai à aout).

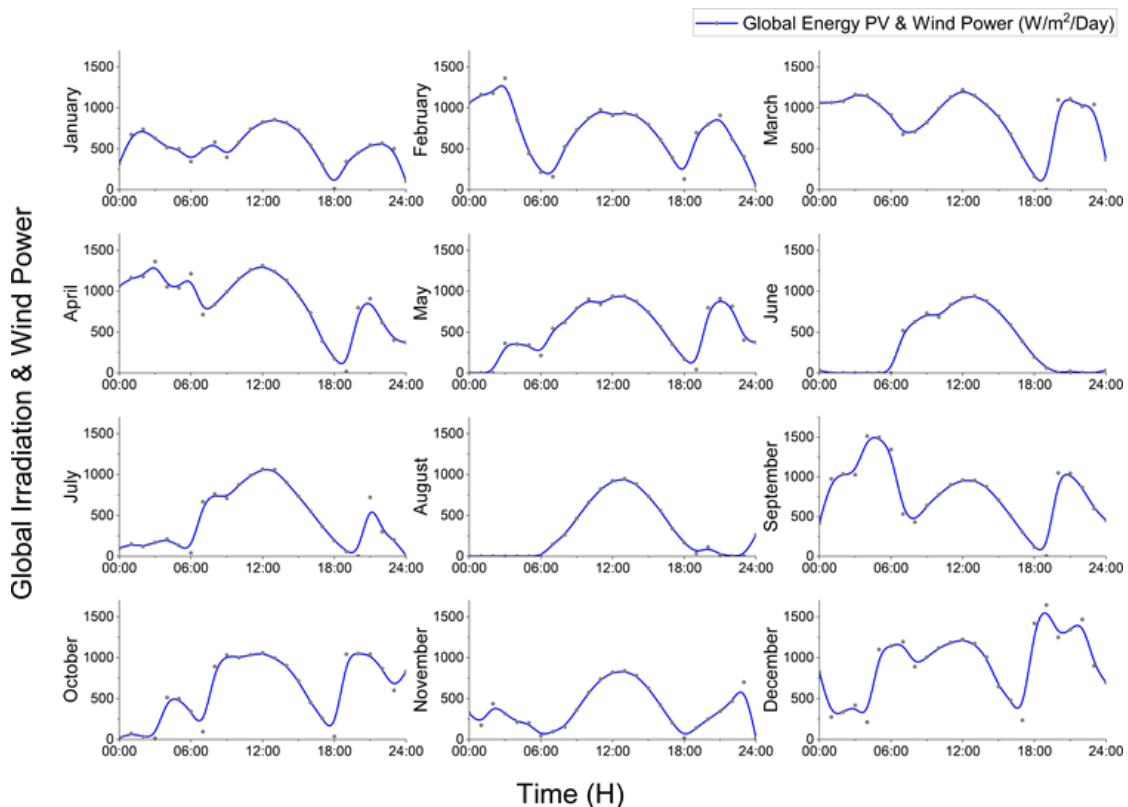
Une approche intégrée, exploitant à la fois les ressources éoliennes et solaires, est recommandée, conformément aux objectifs de durabilité globaux (Zegueur 2023).



**Figure II.28:** Analyse mensuelle de corrélation et de tendance entre la vitesse du vent et l'irradiation solaire pour la production d'électricité (de septembre à décembre).



**Figure II.29:** Mesures des productions horaires des systèmes d'énergie éolienne et solaire tout au long de l'année.



**Figure II.30:** Production d'énergie cumulée au fil du temps pour le système hybride.

Les détails de l'étude de corrélation entre les puissances éolienne et solaire, la modélisation du système hybride et les prévisions de son énergie cumulative produite sont présentées dans l'article correspondant (**Sekkal 2024**).

## 6. Conclusion

L'objectif principal de ce chapitre était l'établissement de la distribution annuelle des vitesses de vent de la région d'étude. Elle constitue l'information la plus importante pour l'estimation statistique du potentiel éolien à partir des données observées des vitesses et directions de vent.

Le tracé de la distribution de puissance du vent de la région d'étude qui peut être récupéré par le biais d'un aérogénérateur, ainsi que l'estimation du facteur de charge, nécessitent un travail expérimental et une caractérisation de notre mini-éolienne qui sera détaillé dans la première partie du chapitre suivant.

Néanmoins, nous avons établi que :

- La distribution des vitesses de vent (sans les rafales) suit une loi de Rayleigh, elle a une moyenne de 4,5713 m/s, avec un facteur de dispersion de 52,796 %. Le paramètre  $B$  de la distribution de Rayleigh est 3.64734 m/s.

- La distribution globale des vitesses de vent et après estimation des fréquences des modalités manquantes, suit une loi de Weibull, de caractéristique  $K = 1,547$  et  $C = 4,9241456$  m/s. Ceci donne une estimation de  $121,5324$  W/m<sup>2</sup> pour la densité de puissance moyenne de la région.
- Nous avons montré, grâce à des images satellitaires, que l'emplacement prévu pour la mini éolienne ne présente aucune rugosité ni obstacles, est se trouve à environ 10 m de hauteur (3 étages).
- Une classification non supervisée des jours en fonction de leurs moyennes des vitesses de vent et des densités de l'air indique que les valeurs 8,4038 mph, soit 3,7568 m/s et 1.0758 Kg/m<sup>3</sup> sont toutes indiquées pour l'estimation de la densité de puissance dans la région d'étude. Ces valeurs correspondent parfaitement à ceux retrouvées pour la distribution de Rayleigh.
- Une cartographie des mois les plus venteux conclue que la période entre Mai et Septembre est la plus propice à la production d'énergie éolienne dans notre région.

Et comme valeur ajoutée à notre problématique de base, nous avons démontré par l'étude des corrélations et tendances mensuelles entre les vitesses de vent et l'irradiation solaire pour la production électrique, que dans la région semi-aride de Naama, l'énergie éolienne peut être une source complémentaire à l'énergie solaire, en particulier pendant les périodes d'intermittence solaire en raison des variations de température quotidiennes et saisonnières.

En fin, on tient à signaler que la direction des vents n'a pas été prise en compte lors des calculs. L'application visée est les mini-éoliennes, elles peuvent être facilement orientées dans la direction optimale grâce à une girouette.

### **III. MODÉLISATION EXPÉRIMENTALE DE LA MINI-ÉOLIENNE ET PRONOSTIC ÉNERGÉTIQUE**

## 1. Introduction

Dans ce chapitre, nous répondons de manière effective à la problématique posée, à savoir l'extraction du maximum de puissance d'une mini-éolienne placée dans une région à faibles vitesses de vent. Pour faire, le travail est partagé en deux parties.

Dans la partie physique, on aborde la question de dimensionnement des pales. En fait, un compromis entre un grand diamètre d'éolienne capable de capter les petites vitesses de vent et celui d'une petite éolienne facile à implémentée est fait. Ce travail repose sur l'étude statistique des vitesses du vent de la région ciblée, ainsi que la caractérisation expérimentale en laboratoire de la mini-éolienne qui ont permis entre outre de connaître la vitesse la plus fréquente qui génère le plus de puissance. C'est le paramètre clé de tous les programmes.

La partie électrique est elle-même composée de deux branches quasi-indépendantes. En premier, le désigne d'une génératrice à aimants permanents adaptée aux faibles vitesses de vent et de rotation est détaillé. Le modèle physique de la génératrice est donné pour cette finalité.

Une deuxième section sur les algorithmes de maximisation de puissance applicables à notre mini éolienne et à son système de surveillance sera entreprise ultérieurement.

## 2. Mesure de la puissance de sortie et estimation de la production d'énergie annuelle d'une mini-éolienne à axe horizontal

Les détails de l'estimation expérimentale de la puissance (énergie) annuelle que produirait une petite éolienne horizontale installée dans une région à faible vitesses de vent sont présentés sous ce titre.

L'estimation est basée sur la combinaison du profil statistique des vitesses du vent établi d'après les données récentes avec la caractéristique  $P_{\text{électrique}} = f(\text{Vitesses du Vent})$  construite au laboratoire.

L'objectif de construire expérimentalement la caractéristique électrique de l'éolienne au laboratoire est double : Faire les mesures sans subir les aléas du temps (changement de température, d'humidité de l'air...) ou des particules de sable dans le vent d'un côté. Avoir des résultats plus proches de la réalité de l'autre.

## 2.1. Puissance effective, Puissance utilisable et énergie d'une l'éolienne

Comme détaillé dans les chapitres précédents, la puissance de sortie d'une éolienne dépend à la fois, du profil de vent d'un site, et des caractéristiques des éoliennes, telles que son efficacité, sa taille et sa courbe de puissance (Guyard 2011, Feld 2010, Mahri 2007, Gergaud 2002).

Chaque éolienne possède une courbe de puissance unique. L'éolienne génère de l'énergie lorsque la vitesse du vent se situe entre la vitesse de démarrage et la vitesse d'arrêt. La puissance de sortie augmente avec l'augmentation de la vitesse du vent jusqu'à atteindre la vitesse nominale à laquelle la puissance de sortie est maximale (Maouedj, 2008).

### 2.1.1. Puissance effective de l'éolienne

On rappelle que la puissance de sortie théorique capturée par une éolienne à un instant  $t$  donné et pour une vitesse de vent  $v$  est donnée par :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot C_e \cdot \rho \cdot V^3 \cdot S \quad (3.1)$$

Souvent confondu avec le coefficient de puissance ( $C_p$ ), le coefficient d'efficacité ( $C_e$ ) est donné par (Arbaoui, 2005):

$$C_e = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (3.2)$$

Où :

$\eta_m$  est le rendement du multiplicateur s'il excite.

$\eta_g$  est le rendement de la génératrice.

### 2.1.2. Puissance utilisable

Si on note  $P_{eol-i}$  la puissance de sortie de l'éolienne à l'instant  $i$ , la puissance de sortie moyenne d'une turbine est estimée par (Maouedj, 2008):

$$P_{eol} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N P_{eol-i} \quad (3.3)$$

En effet,  $P_{eol-i}$  sera nulle si à des moments donnés la vitesse du vent est nulle ou inférieure à la vitesse de démarrage de la turbine.

La production énergétique est nulle aussi si la vitesse de vent dépasse une valeur seuil  $V_{Maximale}$  qui fournit une puissance supérieure à la puissance supportée par l'éolienne.

En conséquence, la puissance exploitable par l'éolienne est fonction des vitesses de vent incluses dans l'intervalle : supérieur à la vitesse de démarrage et inférieur ou égale à la vitesse nominale de l'éolien (**Maouedj, 2008**).

$$P_{eol} = \begin{cases} 0 & si & V_{vent} \leq V_{démarrage} \\ \frac{1}{2} \cdot C_e \cdot \rho \cdot V^3 \cdot S & si & V_{démarrage} < V_{vent} \leq V_{Nominale} \\ \frac{1}{2} \cdot C_e \cdot \rho \cdot V_{Nominale}^3 \cdot S & si & V_{Nominale} < V_{vent} \leq V_{Maximale} \\ 0 & si & V_{vent} > V_{Maximale} \end{cases} \quad (3.4)$$

D'autres pertes peuvent influencer sur l'aérogénérateur (**Hadjidj, 2019**) :

- Les pertes d'immobilisation qui correspondent à l'énergie perdue lorsque la turbine est hors service en raison d'une maintenance programmée ou de réparation ;
- Les pertes électriques, incluant celles liées aux transformateurs et au câblage.

### 2.1.3. Estimation du facteur de charge

La formule de calcul du facteur de charge (FC) prend compte de 05 paramètres : Deux liés au site choisi (les facteurs de forme K et d'échelle C) et trois fournis par le fabricant de l'éolienne : vitesse de démarrage  $V_D$ , vitesse nominale  $V_N$  et la vitesse d'arrêt de l'éolienne  $V_A$ . Un facteur de charge d'au moins 25 % indique une production électrique effective de l'éolienne (**Nsouandélé 2016**).

$$FC = \frac{\exp\left(-\left(\frac{V_D}{C}\right)^K\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_N}{C}\right)^K\right)}{\left(-\left(\frac{V_N}{C}\right)^K\right) - \left(-\left(\frac{V_D}{C}\right)^K\right)} - \left(-\left(\frac{V_A}{C}\right)^K\right) \quad (3.5)$$

### 2.1.4. Estimation de l'énergie produite par l'éolienne

La puissance potentielle s'exprime en watt (W) ou en kilowatts (1 kW = 1000 W). L'énergie se mesure en fonction du temps en W-heure (ou kWh) : 1 kW de puissance fournie pendant une heure équivaut à 1 kWh. L'énergie récupérée par une éolienne sur une période  $t$  en heures, peut être calculée à l'aide de la formule suivante (**Hadjidj, 2019**) :

$$E_{eol}^t = P_{eol} \cdot t \quad (3.6)$$

Dans le cadre de nos travaux, on présente la distribution de l'énergie en kWh en fonction des vitesses de vent sous la forme de densité de probabilité (C'est la distribution des puissances à une constante du temps près,  $t=1$  heure : la résolution à laquelle sont présentés les mesures des vitesses de vent).

Toutes les valeurs caractéristiques, Energie (puissance) moyenne, Ecart type, densité de puissance, ... peuvent aisément être calculées à partir de cette distribution (voir figure 4.17).

### 2.2. Travail expérimental

Il s'agit de retrouver expérimentalement la caractéristique  $P_{\text{électrique}} = f(\text{Vitesse de vent})$  dans les conditions de laboratoire (Pas de variation climatique, pas de particule de sable dans le vent, ...).

L'objectif est d'avoir l'estimation la plus précise de la puissance électrique produite annuellement en combinant cette caractéristique avec le profil statistique des vitesses de vent de la région étudiée.

La perspective étant de disposer des données en amont et en aval du système afin de pouvoir le modéliser.

#### 2.2.1. Matériels et méthodes

La mini-éolienne utilisée est issue du banc d'étude combiné RE580 d'une éolienne à axe horizontal et d'un panneau photovoltaïque de la firme anglaise P.A. Hilton Ltd (**Hilton 2022**).

On résume dans ce qui suit ses caractéristiques mécano-électrique et ses procédures expérimentales nécessaires à la compréhension de cette étape. Toutes ses informations sont issues du manuel fourni par le fabricant (**Hilton 2017**).

##### *a. Banc d'essai combiné RE580 – Vue d'ensemble*

Le banc d'essai combiné d'une éolienne et d'un panneau photovoltaïque permet d'étudier les principes fondamentaux de la production d'énergie éolienne et photovoltaïque à partir du vent et du soleil dans un environnement de laboratoire.

Un petit régulateur de charge monté sur le banc fournit l'instrumentation aux deux systèmes et contient également un contrôleur de charge de batterie dédié qui régule automatiquement l'éolienne lorsque la batterie est complètement chargée.

La console communique entre le panneau de l'éolienne / le panneau photovoltaïque et la batterie qui est fournie avec le banc. Les deux générateurs et la batterie fonctionnent à une tension nominale de 13.8 V (courant continu), des charges à courant continu adaptées peuvent être reliées directement aux générateurs et leur consommation peut être mesurée avec une pince ampérométrique / multimètre.

L'éolienne possède deux emplacements de mesure de vitesse indiqués sur son carter. L'un est situé dans une zone d'écoulement libre afin de mesurer la vitesse locale d'air (celle du vent) et le deuxième est situé derrière l'éolienne pour déterminer la réduction de la vitesse de l'air. Un tachymètre est fourni avec l'éolienne pour mesurer la vitesse de rotation de l'éolienne. Un petit réflecteur est fourni et à coller sur la partie arrière du moyeu de la turbine pour réfléchir le signal et permettre ainsi au tachymètre de calculer la vitesse de rotation.

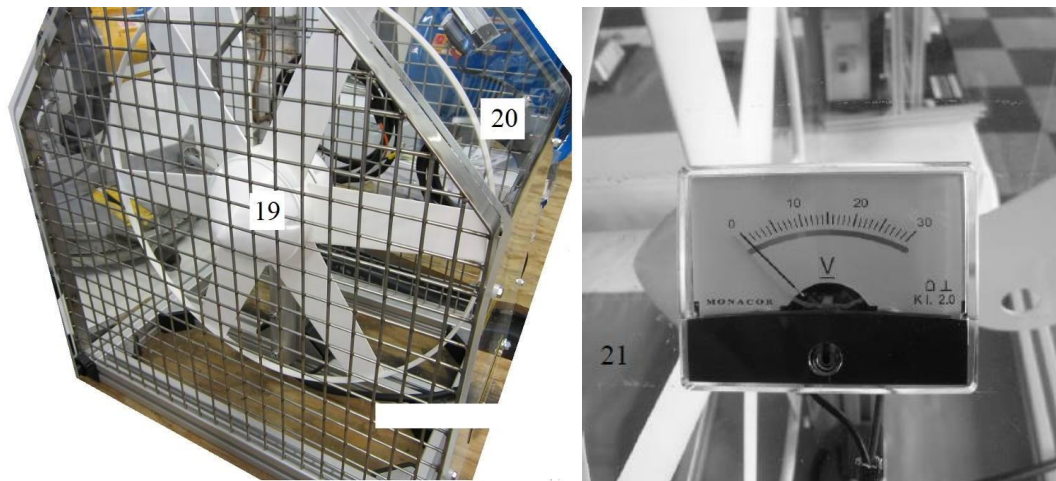
Le banc d'étude combinée d'une éolienne et d'un panneau photovoltaïque est conçu pour fonctionner aussi bien en intérieur qu'en extérieur avec un régulateur de charge, une instrumentation et un câble d'alimentation mobiles. Le régulateur de charge et la batterie sont conçus pour une utilisation en laboratoire, mais peuvent également être utilisés en dehors selon les conditions météorologiques locales. L'instrumentation du système et la batterie ne sont pas conçues pour fonctionner dans un environnement humide ou pluvieux.



**Figure III.1:** Vue générale du banc d'essai combiné éolienne – Panneau photovoltaïque.

### *b. La mini-éolienne à axe horizontal : Nomenclature et description*

Les figures suivantes montrent la mini – éolienne du banc d'essai est ces équipements nécessaires utilisés lors de l'expérimentation. Le matériel non exploité n'est donc pas détaillé.



**Figure III.2:** La mini-éolienne avec son carter de protection transparent et son voltmètre incorporé.

La mini-éolienne de 500 mm de diamètre, à axe horizontal du banc est multi pales (06 pales), avec un générateur de courant alternatif triphasé (19), et un redresseur pour transformer le courant triphasé en courant continu intégré dans la tête du générateur. L'éolienne est protégée par un carter en Plexiglass entourant son sommet et ses deux côtés et peut être tournée de n'importe quel angle par rapport au vent afin d'étudier l'effet de l'orientation sur la performance de l'éolienne.

Le carter possède deux **points de mesure** à l'avant et l'arrière pour effectuer des mesures de vitesse d'air. Ceux-ci sont représentés sous la forme d'étiquettes attachées conformément aux photographies. Le point mesure de vitesse d'air situé à l'avant est conçu pour mesurer la vitesse locale du vent avant la turbine. Le point de mesure de la vitesse de l'air (après la turbine) est conçu pour mesurer la vitesse de l'air à l'arrière de l'éolienne après que de l'énergie cinétique a été extraite par les pales.

Un réflecteur à bande est collé à l'arrière de l'éolienne au niveau du moyeu pour permettre à l'opérateur de mesurer la vitesse de rotation de l'éolienne, sans perturber l'écoulement d'air si l'on effectuait la mesure à l'avant des pales. Un tachymètre optique est disponible.

La puissance fournie par le générateur est affichée sur l'afficheur situé à l'avant du régulateur de charge et est accessible en faisant défiler le menu à l'aide du bouton de sélection du régulateur.

La tension est également indiquée sur le voltmètre monté sur le carter de protection et est utilisée plus spécifiquement pour l'essai non régulé à grande vitesse.



a) Tachymètre laser et Anémomètre



b) Point de mesure de la vitesse de l'air (avant)



c) Générateur de vent (Ventilateur)

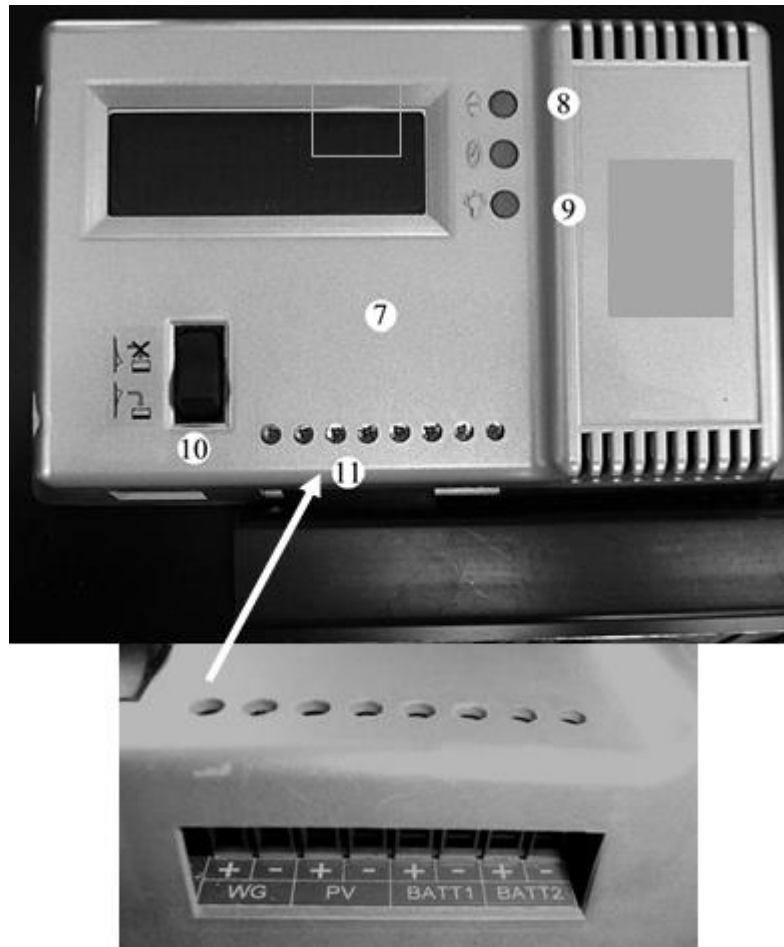
**Figure III.3:** Equipements utilisés lors de l'expérimentation.

Le **régulateur de charge (7)** contient le contrôleur du générateur du panneau/éolienne /batterie ainsi que l'instrumentation supplémentaire pour permettre de tester chacun des sous-systèmes individuellement ou de contrôler la totalité de la structure.

Sur le panneau avant du **régulateur de charge (7)** se trouve un **afficheur à cristaux liquides** (Figure 3.5), utilisé pour contrôler le système.

Il y a deux boutons, le **rétro éclairage (9)** et le **bouton de sélection du système en sortie : Éolien/Solaire/Combiné (8)**.

Il a également un **interrupteur de sélection de charge (10)** pour commuter entre le mode charge et hors charge de la batterie.



**Figure III.4:** Console de commande (Face avant) avec son bornier de raccordement.

Le **bouton de sélection du système (8)** permet d'afficher le courant et la puissance produite par l'un ou l'ensemble des deux générateurs sur la première ligne.

La seconde ligne indique la quantité d'énergie récupérée par la batterie en ampères-heures et le temps qui a été nécessaire. Les troisième et quatrième lignes indiquent la tension pour chaque batterie connectée et le type de charge en cours. Le système est alimenté en autonomie par la batterie/le soleil/le vent.

Il y a 1 **borne (11)** de raccordement au panneau photovoltaïque et 1 **borne (11)** de raccordement à l'éolienne. Le panneau offre également la possibilité de raccorder 2 batteries en même temps.



**Figure III.5:** L'afficheur à cristaux liquides du régulateur de charge.

*c. Installation, mise en service et fonctionnement de la manipulation*

1. La mini-éolienne est placée dans un endroit non obstrué par des objets. Avec suffisant d'espace derrière l'appareil pour ne pas provoquer de perturbation de l'écoulement d'air (c'est-à-dire qu'elle ne devra pas être placée trop près d'une paroi). Les mêmes recommandations s'appliquent au niveau de l'aspiration du ventilateur.
2. L'éolienne (19) est raccordée aux bornes (11) du régulateur de charge marqué **WG** (Voir Figure 4.4). Fils MARRON à la borne + POSITIF et fils BLEU à la borne – NÉGATIF.
3. Le ventilateur (25) devra être placé de manière alignée avec l'éolienne avec un angle nul pour commencer et à une distance minimale de 500 mm du **carter de protection transparent (20)**.
4. Pour contrôler la direction dans laquelle le ventilateur pointe, il suffit de le faire tourner, en s'assurant que les positions et les angles soient corrects pour conserver un flux d'air perpendiculaire aux pales. Les résultats des essais peuvent être obtenus avec l'éolienne pointant directement dans la direction du vent, ou alternativement, avec un léger angle par rapport au vent, pour mesurer l'effet de l'orientation du vent sur la puissance produite.
5. Pour contrôler la vitesse du vent, le ventilateur et l'éolienne peuvent être éloignés l'un de l'autre pour réduire la vitesse de l'air, ou au contraire rapprochés pour l'augmenter.

La figure 3.6 montre la disposition expérimentale pour le fonctionnement de l'éolienne. L'avantage d'un système utilisable en laboratoire est que le vent peut être en permanence contrôlé. Cela signifie que les données peuvent être recueillies à tout moment, plutôt que sur la base de prévisions météo.



**Figure III.6:** Disposition expérimentale pour la mini-éolienne.

Toutes les données importantes sont recueillies à partir de l'instrumentation numérique présente sur le régulateur de charge et du voltmètre analogique qui est utilisé principalement pour voir l'augmentation de la tension lorsque l'éolienne n'est pas raccordée au régulateur de charge comme on pourra le voir ultérieurement.

### 2.2.2. Les mesures

Les résultats de mesures des différentes expériences sont présentés dans cette section. Il est à noter qu'en raison des variations au niveau des conditions de fonctionnement locales (tension et fréquence d'alimentation secteur), des conditions météorologiques et de l'altitude, les résultats d'essai obtenus pour chaque région et pour chaque appareil varieront notablement.

#### *a. Scénario de la première expérience*

Le tableau 3-1 donne les résultats de la première expérience menée au laboratoire d'énergies Renouvelables au Centre Universitaire de Naama en Mars 2021. Pour cette expérience, afin de ne pas dépendre de la tension nominale de 12 V imposée par le régulateur de charge (lorsque cette valeur est dépassée, notamment pour les grandes vitesses de vent), on a utilisé un ampèremètre pour la mesure du courant  $I$  en ampère. La tension est directement lue sur le voltmètre du carter de l'éolienne.

La puissance électrique générée par l'éolienne et donc le produit  $P_{\text{électrique}} = I \cdot V_t$  (W).  $V_t$  étant la tension affichée sur le **voltmètre (21)** de l'éolienne en Volt.

**Tableau III-1:** Résultats de la première expérience.

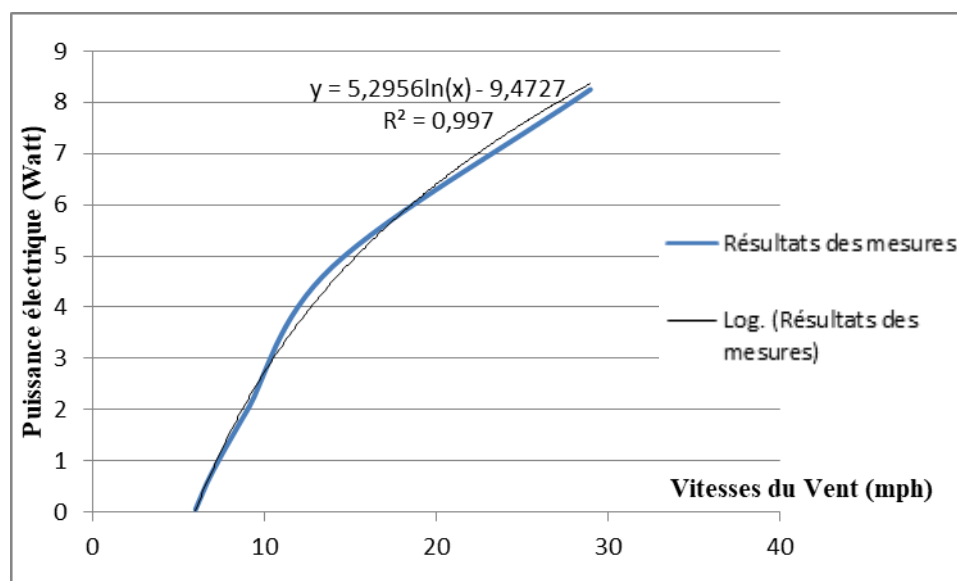
Temp (°C)	V (mph)	N (tr/min)	Vt (V)	I (A)	Pelc (W)
20.6	6	320	5	0,01	0,05
	7	480	9,9	0,08	0,792
	9	540	9,9	0,2	1,98
	14	623	10	0,48	4,8
	29	700	11	0,75	8,25

**b. Observations sur les résultats de la première expérience**

- A cause des turbulences, la vitesse de vent varie, principalement lorsqu'elle est grande, ce qui fait varier la tension et le courant. Les points des mesures correspondent aux moments où le courant est le plus stable.
- La vitesse de vent est mesurée en mph (miles par heure), elle a été arrondie à une valeur entière à l'image des données météorologiques que nous recueillons. Cet arrondi n'affecte en rien les valeurs de la puissance mesurées.
- Comme indiqué sur le manuel, la variation de la vitesse du vent au laboratoire est obtenue en éloignant ou en rapprochant le ventilateur. La valeur de vitesse de vent la plus faible possible à obtenir (en éloignant le ventilateur) est 6 *mph*. Ceci n'est pas un problème en soit car en dessous de cette vitesse, l'éolienne ne produit pas d'énergie.
- La vitesse maximale obtenue en rapprochant le ventilateur est de 29 *mph*. Plus de vitesse pourrait être obtenue en utilisant un second ventilateur, mais cela créerait beaucoup de turbulences qui ne seraient pas représentatives de la réalité. Une extrapolation (Voir la figure 3.7) sera utilisée pour l'estimation des puissances correspondantes aux fortes vitesses de vent qu'on retrouve sur le profile (à des fréquences inférieures).

La figure ci-dessous représente la puissance électrique générée par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent lors de la première expérience. La fonction de régression qui en résulte à une forme logarithmique et présente 99,7 % de corrélation avec les données expérimentales.

Cette fonction pourrait être utilisée dans la partie résultats et discussion pour l'estimation des puissances correspondantes aux fortes vitesses de vent qu'on retrouve sur le profile (à des fréquences inférieures).



**Figure III.7:** Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent : Résultats de la première expérience.

### *c. Scénario de la seconde expérience : Utilisation du régulateur de charge*

L'utilisation du régulateur de charge fixe la tension à 12 ou à 24 V (voir la figure 3.8). Nous avons constaté qu'en l'absence des batteries, cette tension n'est pas si stable. Elle a varié de 9 à environ 21.9 V. Soit jusqu'à - 3 V des valeurs nominales.

Le régulateur de charge présente l'avantage d'afficher en temps réel la puissance, la tension et le courant instantanés générés par l'éolienne (Figure 3.9). Associé à l'anémomètre, on a obtenu les résultats suivants pour les expériences menées en Juillet 2021 :

**Tableau III-2:** Résultats de la seconde expérience – Essais N°1.

Température (°C)	Vitesse du Vent (mph)	Courant (A)	Tension (V)	Puissance (W)
25.8	[7.7 8]	[0.07 0.09]	[13.4 13]	[0.94 1.2]
25.8	[9.9 11]	[0.12 0.15]	[21.8 21.5]	[2.66 3.2]
26	[13.6 15.3]	[0.4 0.54]	[10.2 09.1]	[4.1 4.89]

**Tableau III-3:** Résultats de la seconde expérience – Essais N°2.

Température (°C)	Vitesse du Vent (m/s)	Courant (A)	Tension (V)	Puissance (W)
26.6	[13.3 14.8]	[0.26 0.37]	[13.2 12.7]	[3.8 4.67]
26.7	[14.6 15.6]	[0.32 0.41]	[13.9 12.7]	[4.5 5.2]



Figure III.8: Tension fixée par le régulateur de charge à 12V ou 24V.



Figure III.9: Exemple de résultats de l'expérience 2.

*d. Comparaison entre les résultats des expériences et des essais*

- Les expériences 1 et 2 ont été menées à des moments différents de l'année (Le printemps (mois de mars) pour l'expérience 1 et l'été (mois de juillet) pour l'expérience 2) d'où la différence de température au laboratoire. Ce changement de température change la puissance du vent disponible en modifiant la densité de l'air selon la formule suivante (Maouedj 2008) :

$$\rho = \frac{353,049}{T_e} . e^{-0,034 \cdot \frac{Z}{T_e}} \quad (3.7)$$

Où  $Z$  est l'élévation du site en mètre ( $m$ ) et  $T_e$  la température en *Kelvin*. Ce qui donne pour le site du centre universitaire de Naama situé à une élévation de 1172 m comme l'indique (Google Earth 2020) :

$$\rho = \frac{353,049}{T_e} . e^{\frac{-39,848}{T_e}} \quad (3.8)$$

En effet, plus la température est élevée, moins l'air est dense. Néanmoins, cette variation n'influence pas trop la puissance de vent disponible car la surface balayée par notre mini éolienne n'est pas très grande (moins de  $0,2 \text{ m}^2$ ).

**Remarque :**

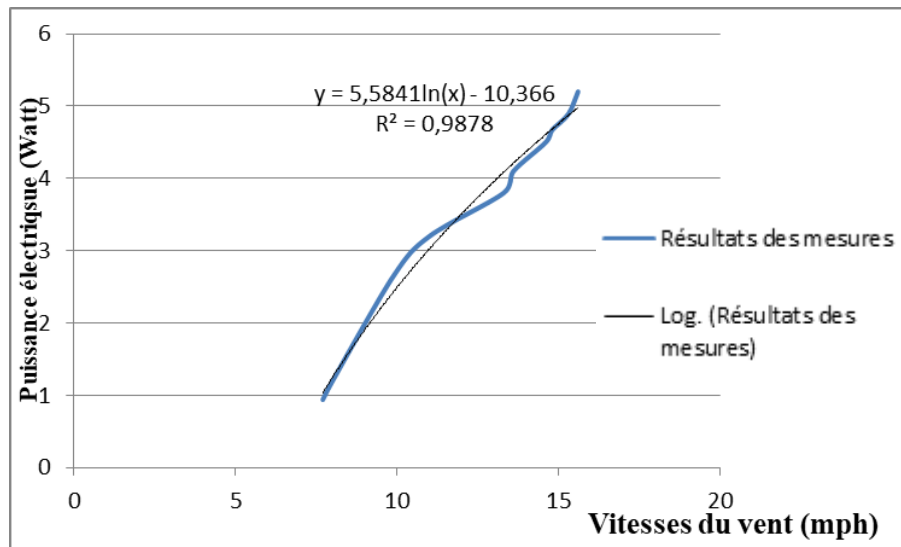
Une équation plus complète de la densité de l'air, regroupant l'influence de la température, l'humidité relative, et la pression a été utilisée lors de la classification des mois les plus venteux (voir chapitre 2).

- Malgré une variation de température entre l'essai 1 et l'essai 2, on ne remarque pas une différence dans les prélèvements de puissance. On peut donc confondre ces résultats dans un même graphe.

La figure 3.10 représente la puissance électrique générée par la mini-éolienne en fonction des vitesses du vent lors de la seconde expérience. La fonction de régression qui en résulte à une forme logarithmique et présente 98,78 % de corrélation avec les données expérimentales.

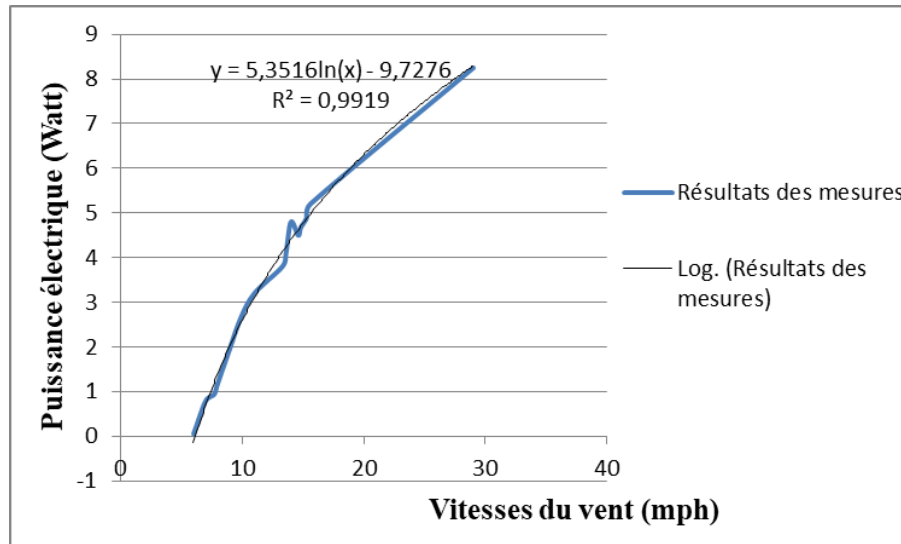
Tout comme pour la première expérience, cette fonction pourrait être utilisé dans la partie résultats et discussion pour l'estimation des puissances correspondantes aux fortes vitesses de vent qu'on retrouve sur le profile à de faibles fréquences.

On remarque toutefois que cette extrapolation ne donne pas de valeur de puissance pour 6 mph comme pour la première expérience. Ceci est normal, car un air plus chaud, donc plus léger, a besoin de plus de vitesse pour faire tourner l'éolienne.



**Figure III.10:** Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent : Résultats de la seconde expérience.

- En fin, si on fait abstraction de la température, tous les résultats confondus donnent la courbe de tendance suivante :



**Figure III.11:** Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent : Tous les résultats confondus.

La fonction de régression qui en résulte a toujours une forme logarithmique. Elle présente 99,19 % de corrélation avec les données expérimentales. C'est cette fonction qui sera utilisée pour l'estimation des puissances correspondantes aux différentes vitesses de vent qu'on retrouve sur le profile car elle est représentative de la tendance générale de tous les résultats expérimentaux.

*e. Scénario de la troisième expérience : Test dans les conditions réelles (sur le site de la région d'étude)*

Nous avons pu déterminer dans un premier temps que la vitesse d'enclenchement de l'éolienne dans les conditions réelles se situe entre 2.48 et 2.82  $m/s$ . Soit entre 5.55 et 6.31  $mph$ , à une température moyenne de 24.7  $^{\circ}C$ .

Comme constaté au laboratoire donc, toute vitesse de vent inférieure à 6  $mph$  ne produira aucune énergie électrique.



**Figure III.12:** Placement de la mini-éolienne sur le site de la région d'étude pour le fonctionnement réel.

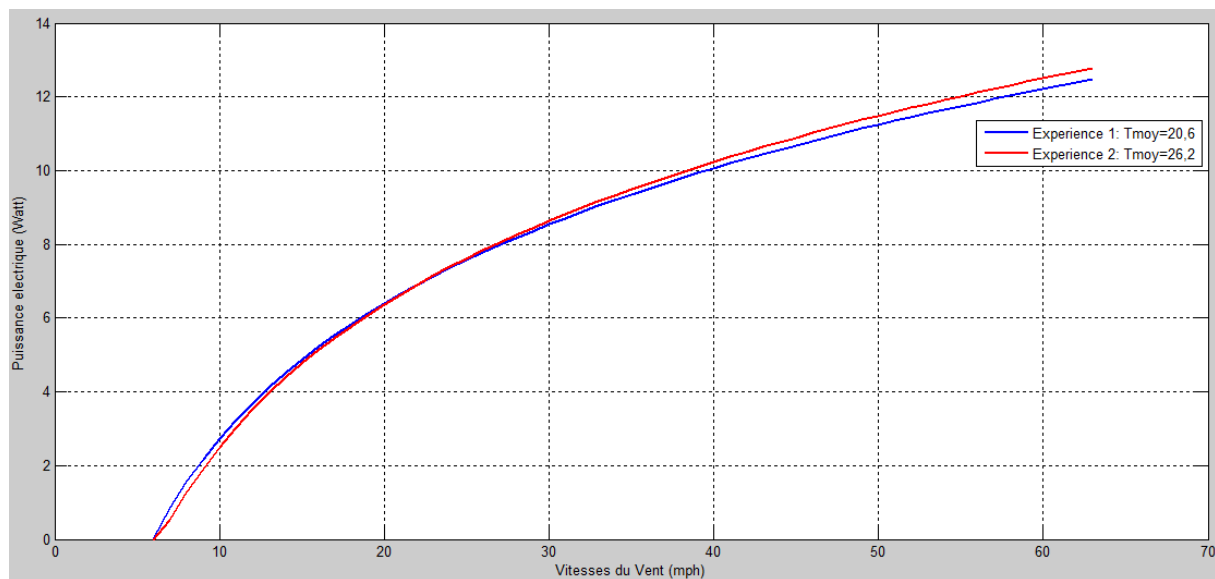
### 2.2.3. Résultats et discussion

La figure 3.13 présente les courbes de réponses de l'éolienne pour les expériences 1 et 2, à des températures moyennes de 20,6  $^{\circ}C$  et 26,2  $^{\circ}C$  respectivement. Ces courbes sont obtenues par analyse de tendance. Elles sont donc plus précises aux voisinages des points de mesure que plus loin (c à d [6 29]  $mph$  pour l'expérience 1, et pour l'expérience 2, [7.7 15.6]  $mph$ ).

Avec des taux de corrélations de plus de 99 %, ces courbes présentent des erreurs relatives moyennes aux tours de points de mesures de 18.07 % et 4.51 % respectivement.

La différence dans l'erreur relative moyenne vient des faits de l'augmentation de nombre de points de mesure pour l'expérience 2, le fait de ne pas prendre une valeur arrondie représentative mais un intervalle, mais surtout grâce à l'utilisation du régulateur de charge qui donne des valeurs plus précises.

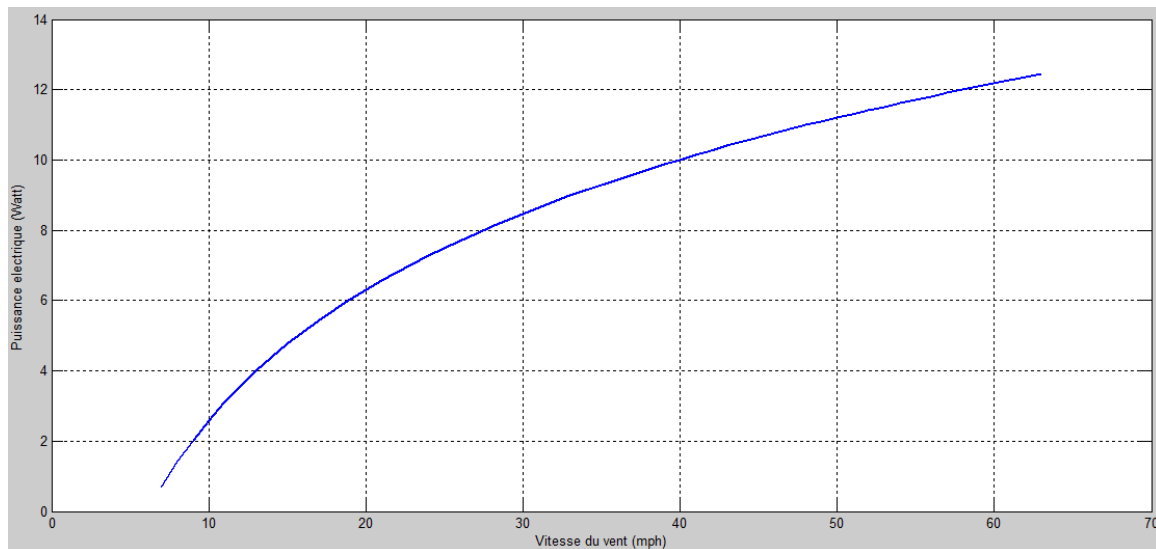
Néanmoins, les deux courbes restent très proches l'une de l'autre et elles ont la même forme (même tendance).



**Figure III.13:** Courbes de réponse  $P_{\text{électrique}}=f(V)$  de la mini-éolienne.

On remarque aussi que les deux courbes se croisent au point  $V = 21,6$  mph et présentent une différence maximale de  $0,32$  W à  $V = 7$  mph.

La température a donc peu d'influence sur l'éolienne, principalement à cause de la petite surface couverte par cette dernière ( $S=0,196349541$  m<sup>2</sup>). D'où la décision de tracer la courbe pour tous les résultats confondus, conformément à la formule retrouvée dans la partie mesure (Figure 3.11).



**Figure III.14:** Courbe de réponse finale  $P_{\text{électrique}}=f(V)$  de la mini-éolienne.

La vitesse de démarrage de l'éolienne est obtenue théoriquement en résolvant l'équation :

$$P_{\text{électrique}} = f(\text{Vitesse de vent}) = 0 \quad (3.9)$$

On obtient ainsi pour les trois courbes : 5,9826 mph ; 6,3936 mph et 6,1582 mph respectivement. Ces résultats confirment ceux de la troisième expérience qui place la vitesse de démarrage de notre éolienne dans l'intervalle [5,55 6,31] mph.

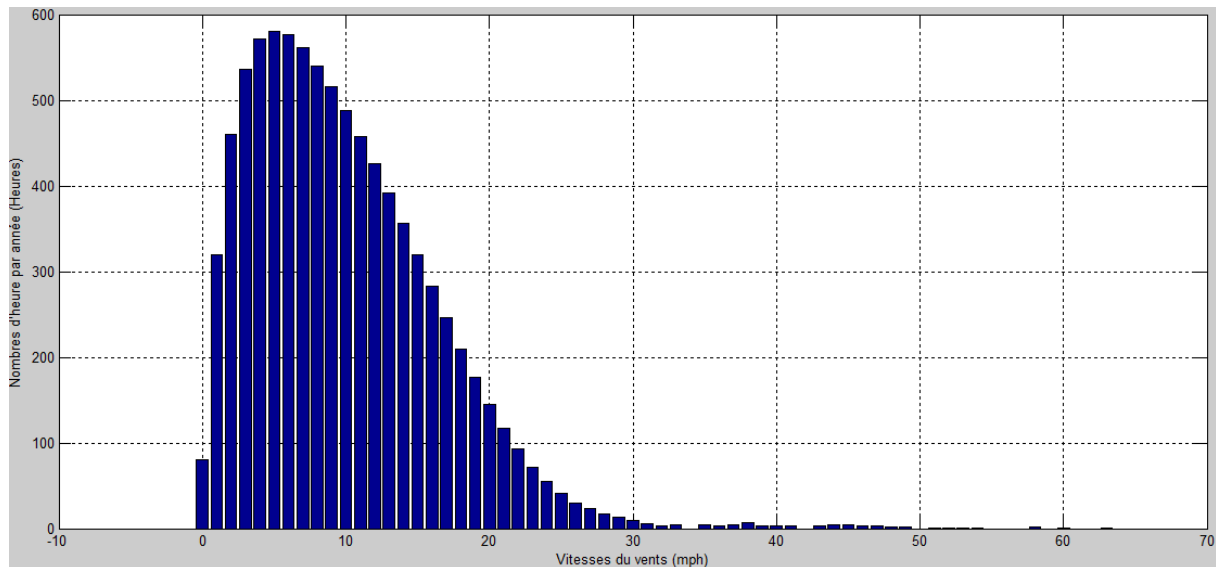
Les petites variations de cette vitesse s'expliquent aisément par la variation de température. Plus l'air est chaud, plus il a besoin de vitesse (de puissance) pour faire tourner l'éolienne : 5,98 mph à 20,6 °C ; [5,55 6,31] mph à 24,7 °C et 6,39 mph à 26,2 °C.

**Remarque :** La température dans les régions semi désertique telle que la ville de Naama, visée par cette étude varie de -10 °C en hiver à plus de 50 °C en plein été. Pour un meilleur pronostic énergétique et une meilleure estimation de la puissance électrique annuelle qui pourrait être produite par l'éolienne, la variation de la vitesse de démarrage ainsi que la variation de la courbe de réponse en fonction de la température devrait être ajoutée au modèle.

La figure ci-dessous rappelle la distribution statistique annuelle des vitesses du vent dans la région d'étude (voir la partie Analyse statistique des données).

La somme des heures de vent dont la vitesse est au moins 7mph (vitesse à laquelle on a un début de production électrique par notre micro éolienne) est de 64,42 % de l'année. Soit presque 236 jours, contre uniquement 40,46% d'heures, soit 148 jours, si on commence le comptage à partir de 11 mph.

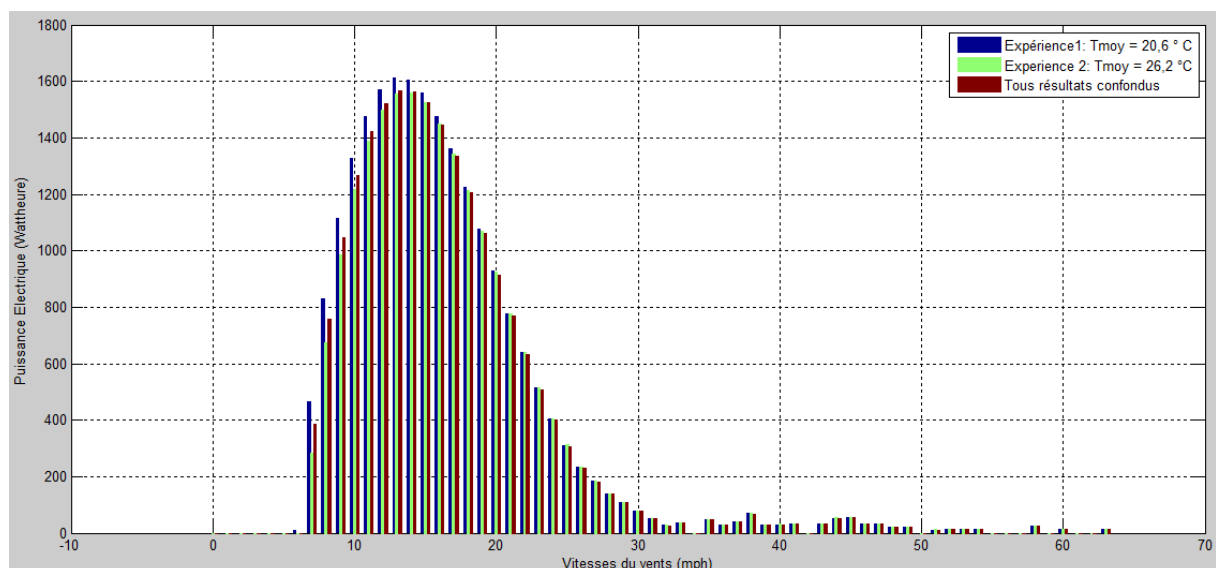
En effet, une région est considérée comme idéale pour une application éolienne si la vitesse de vent dépasse  $4,75 \text{ m/s}$  et reste stable pour toutes les saisons (Aiche-Hamane, 2003). Ceci change énormément le potentiel venteux de la région d'étude.



**Figure III.15:** Distribution statistique annuelle des vitesses du vent dans la région d'étude.

On rappelle qu'une étude statistique sur la distribution temporelle de ces vitesses de vent (les mois les plus venteux) est présentée dans le chapitre 2.

Fort de cette distribution statistique annuelle des vitesses du vent qui est une distribution de Weibull de caractéristique :  $K= 1.547$  et  $C =11,015 \text{ mph}$  ( $4,925 \text{ m/s}$ ), on peut maintenant estimer l'énergie (puissance) annuelle de la région étudiée.



**Figure III.16:** Distribution de l'énergie électrique produite annuellement en fonction des vitesses du vent.

A l'image de la distribution des vitesses du vent, la distribution d'énergie suit une loi de Weibull dont les paramètres sont  $C= 18,45689 \text{ mph}$ , soit  $8,251 \text{ m/s}$  comme facteur d'échelle et  $K= 2,52178$  comme facteur de forme.

Ceci est normal car la réponse de notre mini éolienne est logarithmiquement proportionnelle aux vitesses de vent et n'atteint pas la vitesse maximale (de saturation).

En effet, la mini-éolienne utilisée dans cette expérimentation est à six (06) pales. Sur ce genre de petites éoliennes, il vaut mieux utiliser davantage de pales pour abaisser la vitesse de démarrage contrairement aux grandes installations, où il est assez inefficace d'utiliser plus de 3 pales.

Pour les trois courbes de réponses les modes sont respectivement  $12 \text{ mph}$ ,  $13 \text{ mph}$  et  $13 \text{ mph}$ . Avec des productions annuelles à ces vitesses avoisinants  $1,6 \text{ kWh}$ .

Les sommes totales des énergies produites sur l'année sont  $21.7490$  ;  $20.8271$  et  $21.0939 \text{ kWh}$  soit l'équivalent de  $59.4234$ ,  $56.9046$  et  $57.6335 \text{ Wh}$  par jour (En comptant tous les jours de l'année (366) et non seulement l'équivalent en heures des 236 jours de vent d'au moins  $7 \text{ mph}$ ).

Statistiquement, cette distribution nous apprend que l'énergie moyenne produite pour les différentes vitesses de vent est  $m = 329.6 \text{ Wh}$ , comprise entre un minimum de  $0 \text{ Wh}$  et un maximum de  $1567 \text{ Wh}$  (valeur obtenue pour le mode  $V= 13 \text{ mph}$ ), avec un écart type  $\sigma = 519.1 \text{ Wh}$ .

On remarque que la moyenne penche à gauche (par rapport aux valeurs min et max), ce qui est normal car on savait déjà que les vitesses les plus faibles sont les plus fréquentes. Ce résultat est confirmé par un *skewness* (coefficient d'asymétrie) positif :  $skew=1.4009$ . Un *kurtosis* (coefficient d'aplatissement) de  $3.3755$  montre que la distribution est plutôt étirée.

En fin, en considérant une vitesse maximale de  $42 \text{ m/s}$  de la classe IV des vitesses de vent à laquelle appartient notre région d'étude, une vitesse nominale de  $5,81152 \text{ m/s}$  (le mode  $13 \text{ mph}$  de la distribution d'énergie), et une vitesse de démarrage de  $2,68224 \text{ m/s}$  (solution de l'équation 3.9), la formule 3.5 estime le facteur de charge à **FC=26,98 %** (>25%).

*Pour un pronostic énergétique et une décision quant à l'installation de petites éoliennes ou non, ces informations sont suffisantes et indique clairement la rentabilité (en termes d'énergie produite par la mini-éolienne et de facteur de charge) du dispositif.*

*Plus de résultats*

Les autres résultats qui ressortent de cette expérimentation sont résumés dans le tableau suivant. Les vitesses de vent sont converties en unité internationale pour la suite de l'investigation :

**Tableau III-4:** Tous les résultats expérimentaux.

Tempér (°C)	Rho (Kg/m <sup>3</sup> )	Vitesse du vent (m/s)	Puiss. du vent (W)	Puiss. Electrique (W)	Facteur d'efficacité (%)	Vitesse angulaire du rotor (rad/s)	Vitesse spécifique (/)
20,6	1,0494067	2,68224	1,98809283	0,05	2,5149731	33,51032	3,123352
20,6	1,0494067	3,12928	3,15701779	0,792	25,0869667	50,26548	4,015739
25,8	1,0335891	3,442208	4,1386543	0,94	22,7126968	/	/
25,8	1,0335891	3,57632	4,64148484	1,2	25,8537955	53,40708	3,733382
20,6	1,0494067	4,02336	6,70981331	1,98	29,5090177	56,54867	3,513771
25,8	1,0335891	4,425696	8,79614864	2,66	30,2405076	/	/
25,8	1,0335891	4,91744	12,0660475	3,2	26,5206978	60,00442	3,050592
26,6	1,0311973	5,945632	21,2782429	3,8	17,8586174	/	/
26	1,0329901	6,079744	22,7904003	4,1	17,9900307	/	/
20,6	1,0494067	6,25856	25,2561423	4,8	19,0052778	65,24041	2,606047
26,7	1,0308991	6,526784	28,1393331	4,5	15,9918502	/	/
26,6	1,0311973	6,616192	29,3201364	4,67	15,9276203	/	/
26	1,0329901	6,839712	32,4496129	4,89	15,0695172	65,97345	2,411412
26,7	1,0308991	6,973824	34,3264608	5,2	15,1486634	/	/
20,6	1,0494067	12,96416	224,479612	8,25	3,67516673	73,30383	1,413586

On peut lire dans le tableau que les vitesses spécifiques pour les vitesses de vent les plus fréquentes, c'est à dire les plus faibles est sensiblement supérieure à 3, ce qui place théoriquement notre petite éolienne dans la catégorie des rapides.

Il est à noter que la densité de l'air est calculée en utilisant la formule (3.8).

Les figures ci-dessous montrent la variation de l'efficacité en fonction de la vitesse de vent puis en fonction de la vitesse spécifique. On peut voir qu'il atteint son maximum de 30,44% à la vitesse de 4,48 m/s. Cette efficacité est acceptable pour les petites éoliennes dont le facteur de puissance dépasse facilement les 35% (voir la littérature correspondante).

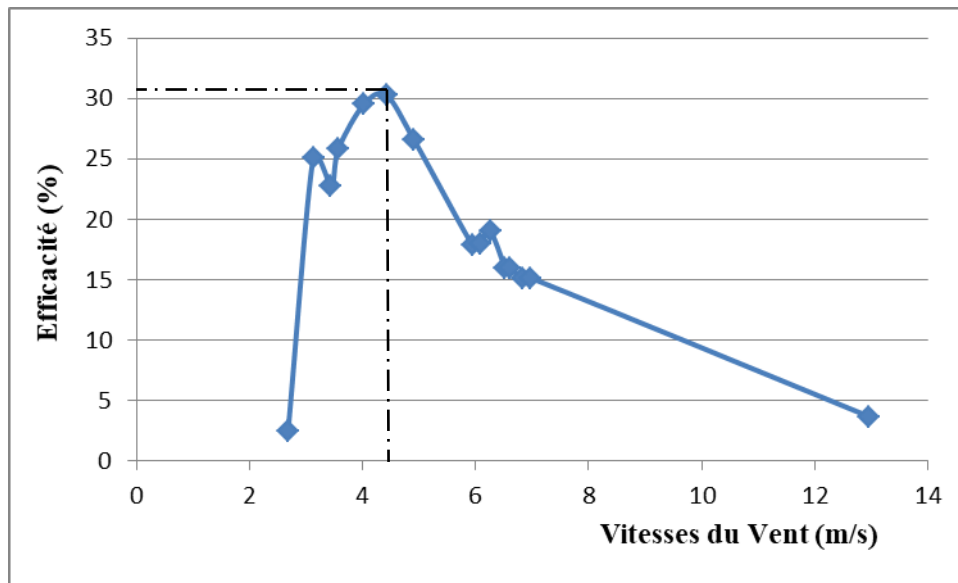


Figure III.17: Efficacité de la mini-éolienne en fonction des vitesses du vent.

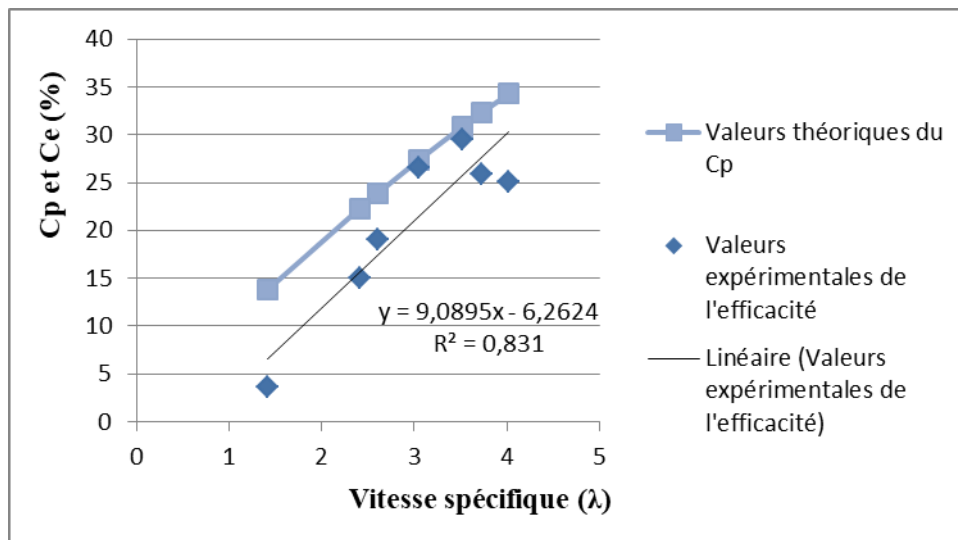


Figure III.18: Efficacité expérimentale et Coefficient de puissance théorique en fonction des vitesses spécifiques.

Les valeurs théoriques du coefficient de puissance sont obtenues en remplaçant l'angle de calage par sa valeur estimée après mesure des dimensions de la mini-éolienne, et qui est de  $8^\circ$  (Voir profile géométrique de la mini-éolienne), dans la formule d'estimation la plus appropriée parmi celles rapportées par (Rechka 2004) :

$$C_p = 0,48998 \cdot \sin \left[ \frac{\pi \cdot (\lambda + 0,1)}{16,7} \right] - 0,001104 \cdot (\lambda - 3) \quad (3.10)$$

Cette formule donne des valeurs approchées vérifiées de manière empirique (en tenant compte de l'efficacité de la génératrice) comme le montre la figure 3.18.

La formule (3.10) permet entre autre de calculer par dérivation  $\lambda_{optimale}$  qui donne  $C_{p-max}$ .

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = 0,48998 \cdot \frac{\pi}{16,7} \cdot \cos\left[\frac{\pi \cdot (\lambda_{optimale} + 0,1)}{16,7}\right] - 0,001104 = 0 \quad (3.11)$$

$$\lambda_{optimale} = 8,21880358 \text{ qui donne un } C_{p-max} = 48,421 \%$$

D'où le calcul pour chaque vitesse de vent du rayon optimal, par la formule :

$$R_{optimal} = \frac{\lambda_{optimale} \cdot v}{\omega} \quad (3.12)$$

On obtient alors le tableau des résultats suivant sur lequel on peut lire que le rayon optimal est compris entre 51cm et 85 cm pour les vitesses de vent les plus fréquentes.

**Tableau III-5:** Valeurs du Rayon optimal pour les vitesses de vent les plus fréquentes.

V		R <sub>optimal</sub> (m)
(m/s)	(mph)	
3,12928	7	0,51166203
3,57632	8	0,55035908
4,02336	9	0,58475656
4,91744	11	0,67354161
5,945632	13,3	0,7882360
6,079744	13,6	0,8006060
6,25856	14	0,78843581
6,839712	15,3	0,85207382

### 3. Comparaison avec les résultats de modélisation et estimation des caractéristiques optimales

La disponibilité d'une puissance électrique de source éolienne étant démontrée expérimentalement dans notre région d'étude dite à faible vitesse de vent, l'étape suivante de cette investigation est la détermination de la taille optimale de l'éolienne à installer dans de telles régions. En effet, si la production électrique de l'éolienne augmente pour les grandes vitesses de vent, selon le profil établi, ces vitesses sont les moins fréquentes.

Le choix d'un couple « Vitesse de vent – Rayon de l'éolienne » optimaux pour une production énergétique annuelle maximale passe par la validation du modèle de notre éolienne, grâce aux résultats expérimentaux, avant de l'utiliser dans les estimations.

Le compromis sur le diamètre doit aussi satisfaire le fait qu'il soit assez petit pour rester dans la catégorie de petite éoliennes, faciles à installer et à entretenir dans ces zones. Et assez grand pour produire une puissance électrique suffisante.

Il est à noter que l'absence de multiplicateurs sur les petites éoliennes simplifie un peu le modèle en diminuant l'interaction entre les éléments mécaniques (équation 3.2).

### 3.1. Profils géométrique et estimation des forces aérodynamiques agissant sur la mini-éolienne

Les dimensions des pales de la mini-éolienne ont été mesurées afin de dresser son profil géométrique. Ce profil est utilisé pour estimer les forces aérodynamiques agissant sur ses pales en fonction de la vitesse spécifique, selon l'application web (**Aerodynamics4Students 2022**). Ces valeurs semblent approximatives, mais elles sont validées par le script Matlab qui donne des résultats en total adéquation avec l'expérimentation.

Les dimensions de la pale nécessaires sont résumées dans le tableau suivant. Les valeurs ont été arrondi à l'unité (+/- 0.5 mm) :

**Tableau III-6:** Dimensions des éléments géométriques de la mini éolienne.

Eléments géométrique des pales	Dimensions
Longueur de corde à la base	68 mm
Longueur de corde à la pointe	50 mm
Distance entre 2 pales à la base	10 mm
Diamètre moyeu	134 mm

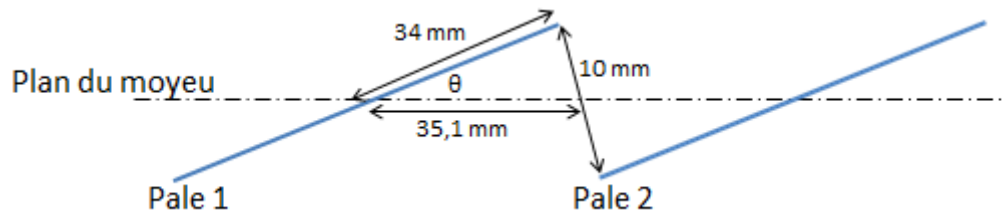
Le bout de circonférence du moyeu occupé par chaque pale est alors :

$$\frac{\pi \cdot 134}{6} \approx 70.2 \text{ mm}$$

On peut alors estimer l'angle de calage (*pitch angle*) à la base grâce à la formule trigonométrique du triangle quelconque montré sur figure 3.19 :

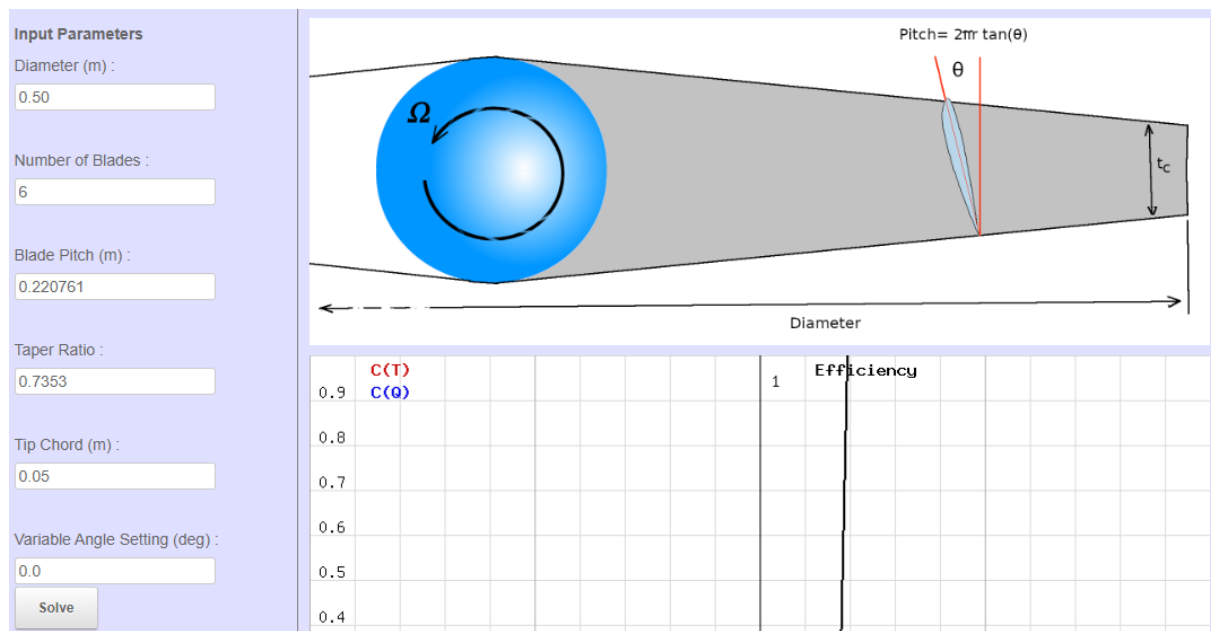
$$(5)^2 = (34)^2 + (35,1)^2 - 2 \cdot (34) \cdot (35,1) \cdot \cos(\theta) \tag{3.13}$$

$$\theta \approx 8^\circ$$



**Figure III.19:** Coupe transversale au niveau de la base des pales de la mini éolienne.

Les grandeurs géométriques sont transmises à l'application web, comme montré sur la figure 3.20 afin d'estimer le couple et la poussée, ainsi que l'efficacité des hélices en fonction de la vitesse spécifique. Les résultats telles qu'affichés sur l'application sont fournis par l'annexe 3–A.

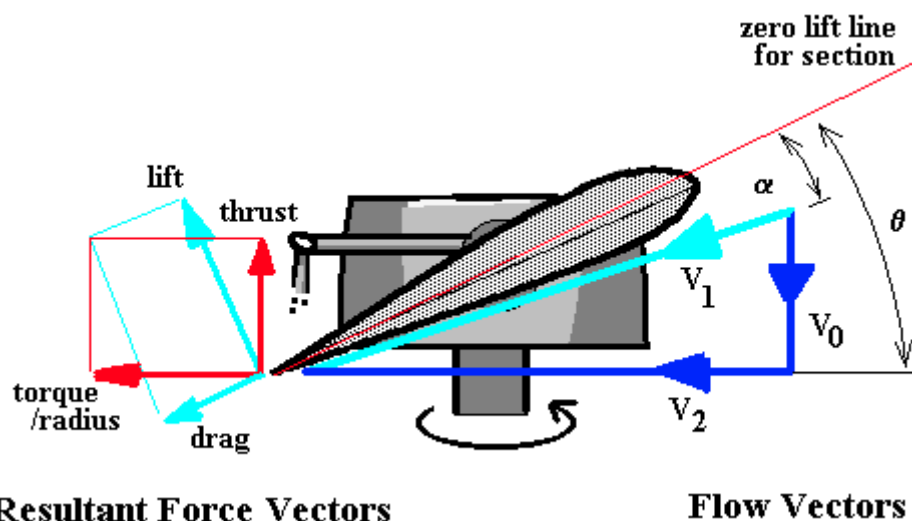


**Figure III.20:** Interface de l'application Web pour l'estimation du Couple et de la poussée à partir des données géométriques de la pale.

Les concepteurs assument que : *Cette application Web calcule les propriétés de poussée et de couple d'une hélice simple à l'aide de la théorie des éléments de pale. Comme le nombre de Reynolds et les effets 3D ne font pas partie de la prédiction, les résultats peuvent être surestimés de 5 à 10 % (Aerodynamics4Students 2022).*

Cette présomption est confirmée lorsqu'on compare ces estimations avec ceux du programme Matlab basées sur les résultats expérimentaux (Voir tableau 3-8).

A partir de là, la force de portance et celle de la trainée sont estimées. La figure 3.21 illustre la relation entre ces quatre grandeurs. Ces résultats sont présentés dans l'annexe 3–B.



**Figure III.21:** Relation entre Coupe - Poussée et Portance - Trainée sur un profile aérodynamique d'une pale (Aerodynamics4Students 2022).

En normalisant les valeurs par rapport à  $\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot S_{pale}$ , on obtient le coefficient de portance et celui de trainée, nécessaires au fonctionnement du programme.  $S_{pale}$  étant la surface de la pale. Les valeurs des coefficients pour les vitesses de vent visées sont rapportées dans le tableau 3–7.

**Tableau III-7:** Coefficients de portance et de trainée et efficacité estimés des hélices.

$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	$C_e$ (%)	V (mph)	V (m/s)	$\omega$ (rad/sec)	$\lambda$ Expérimentale (/)	$\lambda$ de l'estimation (/)	$C_d$ (/)	$C_l$ (/)	Efficacité estimée (Cp %)
1,04940677	25,0869667	7	3,12928	50,26548	4,015739	4	0,88300406	0,00299497	22,8170769
1,03358912	22,7126968	7,7	3,442208	/	/	/	/	/	/
1,03358912	25,8537955	8	3,57632	53,40708	3,733382	3,742857143	0,78731672	0,00461094	21,3502648
1,04940677	29,5090177	9	4,02336	56,54867	3,513771	3,514285714	0,68261759	0,00265307	20,0464319
1,03358912	30,2405076	9,9	4,425696	/	/	/	/	/	/
1,03358912	26,5206978	11	4,91744	60,00442	3,050592	3,057142857	0,5101741	0,01693394	17,4387659
1,03119736	17,8586174	13,3	5,945632	/	/	/	/	/	/
1,03299015	17,9900307	13,6	6,079744	/	/	/	/	/	/
1,04940677	19,0052778	14	6,25856	65,24041	2,606047	2,6	0,46439044	0,07656141	14,8311
1,03089916	15,9918502	14,6	6,526784	/	/	/	/	/	/
1,03119736	15,9276203	14,8	6,616192	/	/	/	/	/	/
1,03299015	15,0695172	15,3	6,839712	65,97345	2,411412	2,4	0,49160309	0,11802864	13,6902462

A noter que la valeur de l'efficacité (Coefficient de puissance de la turbine  $C_p$ ) estimée est inférieure au coefficient d'efficacité de la mini éolienne, ce qui n'est pas normal car sa valeur réelle doit au minimum être égale au  $C_e$  dans le cas où la génératrice et le multiplicateur sont parfait et leur rendement est 1 (Voir formule 3.2).

Cela peut éventuellement être dû au 10% d'imprécision des résultats de l'application Web.

### **3.2. Analyse par la méthode des moments d'éléments de pale (*BEM* : *Blade Elements Momentum*)**

La modélisation d'une éolienne passe obligatoirement par le calcul des forces subies par ses pales. Il est donc nécessaire d'utiliser une méthode adéquate pour concevoir les lames optimales pour telle ou telle turbine.

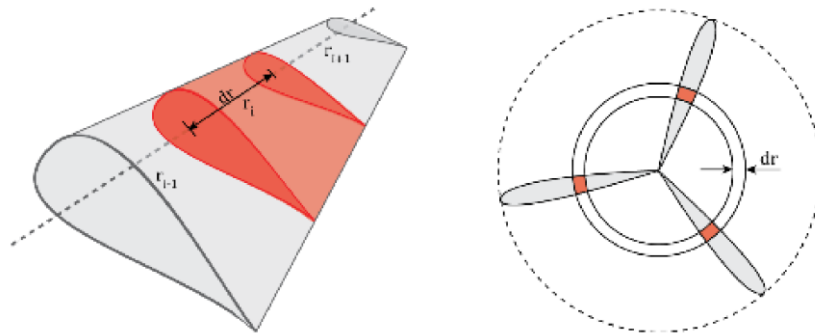
*BEM* (pour *Blade Elements Momentum* traduit par Moments d'Eléments de Pale) développé par Glauert en 1935, est la méthode la plus utilisée pour calculer les vitesses et les charges agissant sur un rotor d'éolienne pour tout ensemble de vitesse du vent, celle du rotor, angle de pas et orientation de la turbine (Cottura 2021). Elle est notamment utilisée dans la conception des pales pour des hydroliennes (Faudot 2011, Masters 2011, Vogel 2018), et est à la base de plusieurs émulateur (Ohyama 2010), *frameworks* et outils d'aide à la décision et d'optimisation dans la conception des pales (Aerodynamics4Students 2022) et d'estimation de la production énergétique annuelle pour des turbines d'éoliennes (Bortolotti 2022) ou d'hydroliennes (Strathclyde 2014, Southampton 2007).

L'approche BEM a bien sûr été utilisée dans le désigne, la prédiction des performances et la réalisation de mini-éoliennes à axe horizontal et leurs applications (Musau 2021, El-okda 2019, El khchine 2018, Pla 2015, Mahri 2007).

#### **3.2.1. Eléments de théorie BEM**

Le modèle *BEM* est issu de l'union de deux théories (Cottura 2021) :

- Les pales sont divisées en petits éléments représentés par des profils 2D qui ne sont soumis qu'à des événements physiques locaux (modèle d'élément de pale) ; cela signifie que toutes les sections de pale sont indépendantes et que toute évolution dans le sens de l'envergure est négligée. La zone du disque rotor est divisée en anneaux d'épaisseur  $dr$  ; dans chaque anneau il y a  $m$  éléments de pale de longueur  $dr$ , où  $m$  est le nombre de pales d'éolienne (Figure 3.22). La contribution des forces de tous les anneaux est additionnée le long de la pale pour calculer les charges totales sur le rotor.



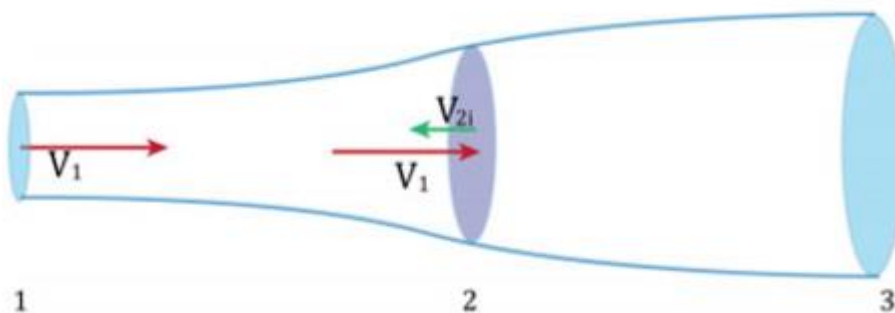
**Figure III.22:** Illustration d'éléments de pale pour une éolienne tripale ( $m=3$ ).

- Le rotor agit comme un disque actionneur rotatif (théorie de la quantité de mouvement) récupérant l'énergie cinétique du vent et ralentissant ainsi progressivement le courant d'air, en faisant diverger les lignes de courant. Le disque est considéré sans frottement et l'écoulement stationnaire, incompressible et sans frottement. La perte de quantité de mouvement dans le plan du rotor est utilisée pour calculer les vitesses tangentielles et axiales, qui affectent les forces calculées à partir de la théorie des éléments de pale.

En effet, l'énergie extraite de l'air ralentira le vent ; par conséquent, le changement de vitesse du vent peut indiquer la quantité d'énergie extraite. Les facteurs d'induction utilisés pour calculer la puissance peuvent être dérivés.

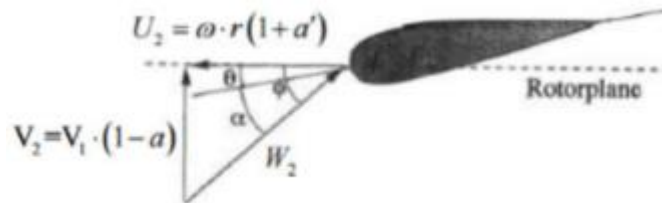
Le facteur d'induction axiale  $a$  est défini tel que  $V_{2i} = a * V_1$ , où  $V_1$  est la vitesse du vent en amont et  $V_2$  est la vitesse du vent à travers le disque, comme illustré par la figure 3.23.

Ensuite, nous pouvons écrire :  $V_2 = V_1 - V_{2i} = V_1 * (1-a)$ . Le facteur  $a$  est lié à la vitesse induite dans la direction axiale opposée à  $V_1$  (Pla 2015).



**Figure III.23:** Illustration du principe du disque actionneur.

De même, le facteur d'induction rotationnel  $a'$  est défini par  $u_2 = a' * U$ , où  $U = \omega * r$  est la vitesse tangentielle et  $u_2$  est la vitesse de rotation induite moyenne comme le montre la figure 3.24. Cela peut alors être exprimé comme  $U_2 = U + u_2 = (1 + a') * \omega * r$ , où  $U_2$  désigne la vitesse de rotation que les pales subissent à un rayon donné. La valeur  $a'$  est utilisée pour calculer le couple de la pale (Pla 2015).



**Figure III.24:** Triangle de vitesse du profil aérodynamique de la pale.

Selon la théorie BEM, l'angle d'attaque  $\alpha$  pour chaque élément de la pale est calculé par (Bouhelal 2017, Cottura 2021) :

$$\alpha = \phi - \theta \quad (3.14)$$

Avec :

$$\phi = \arctan \left( \frac{(1-a) \cdot V_1}{(1-a') \cdot r \cdot \omega} \right) \quad (3.15)$$

Où  $r$  est le rayon de l'élément de pale en question,  $\theta$  est la somme des angles des pales (torsion et calage), et  $\phi$  est l'angle d'incidence.

En projetant les forces de portance et de traînée sur le profil dans les directions normale et parallèle au plan du rotor, les coefficients de force axiale et radiale peuvent être calculés comme suit :

$$C_a = C_l \cdot \cos(\phi) + C_d \cdot \sin(\phi) \quad (3.16)$$

$$C_r = C_l \cdot \sin(\phi) + C_d \cdot \cos(\phi) \quad (3.17)$$

Où  $C_l$  et  $C_d$  sont les coefficients de portance et de traînée respectivement.

Les valeurs actualisées des facteurs d'induction  $a$  et  $a'$  basées sur les corrections de perte de pointe de Prandtl peuvent être calculées avec les formules suivantes :

$$a = \frac{1}{\frac{4.F.\sin^2 \phi}{\sigma.C_a} + 1} \quad (3.18)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4.F.\sin \phi.\cos \phi}{\sigma.C_r} - 1} \quad (3.19)$$

$F$  est le facteur de perte de pointe de Prandtl qui approche les pertes au bout de la lame. À l'extrémité des pales, la portance est nulle et un vortex est créé en raison de la rotation. Il en résulte ainsi des pertes.  $\sigma$  est la solidité calculée pour une longueur de corde optimale  $L_c$  pour un élément de pale donné (Pla 2015).

$F$  et  $\sigma$  sont donnés par les équations suivantes (Bouhelal 2017) :

$$F = \frac{2}{\pi} \arccos(e^{-f}) \quad (3.20)$$

Avec :

$$f = \frac{m.(R-r)}{2.r.\sin \phi} \quad (3.21)$$

$$\sigma = \frac{m.L_c}{2.\pi.r} \quad (3.22)$$

La longueur de corde optimale  $L_c$  pour un élément de pale donné est calculée en fonction d'un facteur adimensionnel  $B_{ep}$  par la formule (Pla 2015) :

$$L_c = B_{ep} \cdot \frac{2.\pi.V_1}{m.C_l.\omega} \quad (3.23)$$

La valeur de  $B_{ep}$  est donnée par (Pla 2015) :

$$B_{ep} = \frac{4.a.\sin(\phi)}{1+a'} \quad (3.24)$$

Les formules pour calculer le couple  $dM$  et la force de poussée  $dT$  d'un élément de pale de largeur  $dr$  à un rayon  $r$  sont alors (Pla 2015):

$$dT = \frac{1}{2} m.C_a.\rho.L_c.V_1^2 \cdot \frac{(1-a)^2}{\sin^2 \phi} .F.dr \quad (3.25)$$

$$dM = \frac{1}{2} m C_r \cdot \rho \cdot L_C \cdot V_1^2 \cdot \frac{(1-a)}{\sin \phi} \cdot \frac{\omega \cdot r \cdot (1+a_0)}{\cos \phi} \cdot F \cdot dr \quad (3.26)$$

En fin, la force et le couple totales peuvent alors être exprimées comme :

$$T = \sum_1^m dT \quad (3.27)$$

$$M = \int_0^R r \cdot dM \quad (3.28)$$

La puissance du rotor et le coefficient de puissance peuvent être calculés par les formules démontrées en chapitre 3 qu'on rappelle ici :

$$P_{\text{rotor}} = M \cdot \omega \quad (3.29)$$

$$C_p = \frac{P_{\text{rotor}}}{P_{\text{éol}}} \quad (3.30)$$

$P_{\text{éol}}$  étant la puissance disposée par le vent à l'éolienne (voir chapitre 1).

### 3.2.2. Algorithme basé modèle BEM

Pour chaque élément de pale, la longueur de corde et l'angle de calage sont calculés en fonction des forces aérodynamiques, de la quantité de mouvement et des facteurs d'induction.

On rappelle que pour nous, avec une torsion nulle, l'angle de pale est égal au calage déterminé géométriquement. L'angle d'incidence étant considéré comme nul (le souffleur est la mini-éolienne partage le même axe horizontal, voir figure 3.6 : Disposition expérimentale pour la mini-éolienne), l'angle d'attaque est alors égal au calage (formule 3.14) :  $\alpha = \theta = 8^\circ$ .

Dans le programme basé BEM, les paramètres d'entrées (connus) sont le diamètre  $D$ , la vitesse du vent  $V$ , la vitesse spécifique  $\lambda$ , le nombre de pales  $m$ , le coefficient de portance et le coefficient de traînée.

Dans le programme basé BEM, les paramètres d'entrées (connus) sont le diamètre  $D$ , la vitesse du vent  $V$ , la vitesse spécifique  $\lambda$ , le nombre de pales  $m$  et les coefficients de portance et de traînée.

Les facteurs d'induction,  $a$  et  $a'$  sont calculés par itération, puis utilisés pour calculer la puissance  $P_{\text{rotor}}$  et le Coefficient de puissance  $C_p$ .

Pour le bon déroulement du programme, l'angle d'attaque  $\alpha$  est calculé en fonction de l'angle d'incidence pour s'assurer qu'il n'atteint pas l'angle de décrochage.

Pour utiliser le modèle BEM, un script Matlab a été utilisé. Dans le script, les paramètres connus sont définis. La puissance de la turbine, le facteur de puissance  $C_P$ , le couple la poussée et le coefficient de poussée sont calculés. Le programme estime aussi la longueur de corde  $L_c$  et l'angle d'attaque  $\alpha$  optimaux. Ces valeurs sont généralement utilisées pour modéliser et créer les lames physiques.

Dans le cadre de notre projet, une fois le modèle validé par comparaison des valeurs calculées avec les résultats expérimentaux, le programme nous permis d'estimer ces paramètres pour les valeurs du rayon de l'éolienne donnants la vitesse spécifique optimale pour les vitesses de vent les plus fréquentes.

Les nouvelles valeurs estimées de ces paramètres serviront dans le pronostic énergétique et pour la prise de décision quant à la taille de l'éolienne à installer.

L'algorithme utilisé dans les scripts est le suivant :

### **Début :**

Pour chaque angle d'attaque de 0 à  $\alpha_{\text{décrochage}}$ , faire {

Discrétiser les pales en m éléments

Pour chaque élément, faire {

Calculez a, a', dM et dT. (Étapes 1 à 10 ci-dessous)

1. Initialisez les valeurs des facteurs d'induction : a et a' ;
2. Incrémenter r au niveau du nouvel élément ;
3. Calculer  $L_c$  et  $\sigma$  optimaux à l'aide de l'équation (3.23) et (3.22) ;
4. Calculez  $\phi$  en utilisant l'équation (3.15) ;
5. Calculez  $\theta$  en utilisant l'équation (3.14) ;
6. Calculer  $C_a$  et  $C_r$  en utilisant les équations (3.16) et (3.17) ;
7. Calculez les nouvelles valeurs de a et a' en utilisant les équations (3.18) et (3.19) (3.20) et (3.21) ;
8. Calculer les nouvelles valeurs de  $\phi$  et  $L_c$  avec de nouveaux facteurs d'induction ;
9. Vérifiez si  $|a_{\text{new}} - a| < \varepsilon$  et  $|a'_{\text{new}} - a'| < \varepsilon$  sinon revenir à l'étape 4 ;

10. Calculer les forces sur l'élément de pale à l'aide des équations (3.25) et (3.26).

}

Calculer les forces totales à l'aide des équations (3.27) et (3.28) ;

Calculer  $P_{rotor}$  et  $C_p$  à l'aide des équations (3.29) et (3.30).

}

**Fin.**

En fin, basé sur les outputs de ce programme :

- Choisir la pale (les caractéristiques de la pale) ayant obtenue  $P_{rotor}$  et  $C_p$  les plus en adéquation avec les résultats expérimentaux ;
- Déduire le rendement de la génératrice  $\eta_g$ .

L'organigramme de cet algorithme est représenté dans la figure ci-dessous.

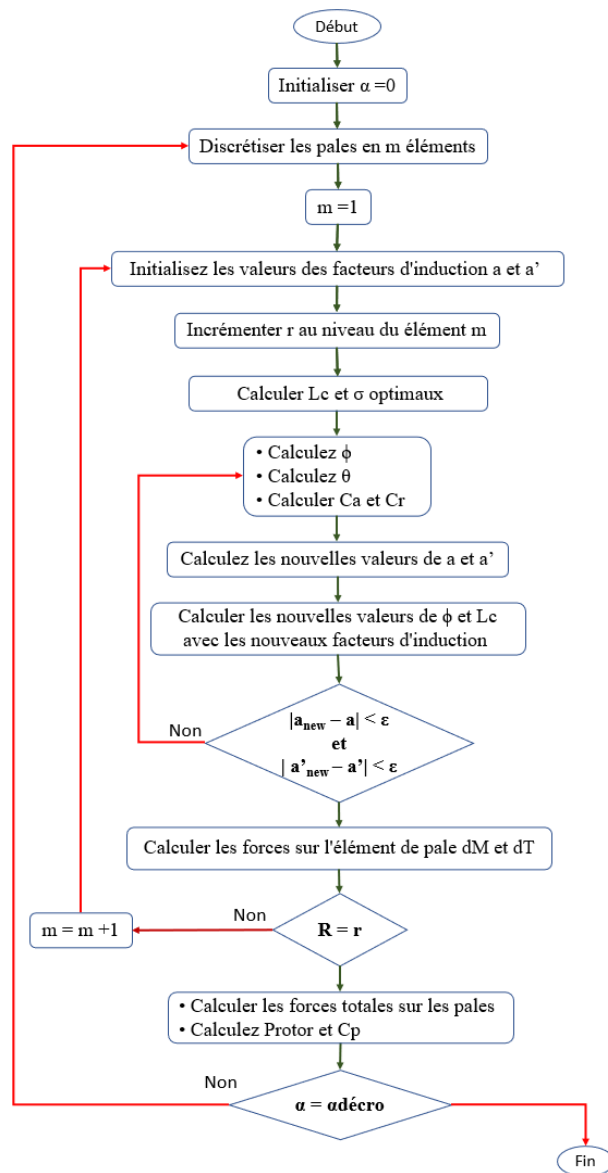


Figure III.25: Organigramme basé modèle BEM.

### 3.2.3. Modélisation : Résultats et discussion

Pour un diamètre  $D = 0,5m$ , un nombre de pale  $m = 6$ , un nombre d'éléments de pale  $n = 3$ , le tableau 3.8 présente les scores obtenus pour la modélisation de la mini-éolienne pour les différentes vitesses de vent.

A noter que certaines valeurs du coefficient de portance et celles du coefficient de traînée, estimées initialement ont subis un ajustement mineur à cause de petites incohérences.

**Tableau III-8:** Résultats de modélisation des pales de la mini-éolienne.

Entrées de Modélisation					
Rho	Vitesse du vent		Vitesse spécifique expérimentale	Coeff. De Portance	Coeff. De trainée
(kg/m <sup>3</sup> )	(m/s)	(mph)	(/)	(/)	(/)
1,04940677	2,68224	6	3,123352	/	/
1,04940677	3,12928	7	4,015739	0.88338	0.00302
1,03358912	3,442208	7,7	/	/	/
1,03358912	3,57632	8	3,733382	/	/
1,04940677	4,02336	9	3,513771	0.680935	0.002328
1,03358912	4,425696	9,9	/	/	/
1,03358912	4,91744	11	3,050592	0.51398	0.01756
1,03119736	5,945632	13,3	/	/	/
1,03299015	6,079744	13,6	/	/	/
1,04940677	6,25856	14	2,606047	0.45922	0.075639
1,03089916	6,526784	14,6	/	/	/
1,03119736	6,616192	14,8	/	/	/
1,03299015	6,839712	15,3	2,411412	0.4945	0.1185
1,03089916	6,973824	15,6	/	/	/
1,04940677	12,96416	29	1,413586	/	/

Résultats de modélisation										
Vitesse du vent		Vitesse de rotation du rotor	Puissance rotor	Coeff. De puissance	Couple	Poussée	Coeff. De poussée	Longueur de corde optimale		Rendement de la génératrice déduit
(m/s)	(mph)	(Tr/min)	(Watt)	(/)	N.m	(N)	(/)	Base (cm)	Pointe (cm)	(/)
2,68224	6	/	/	/	/	/	/	/	/	/
3,12928	7	480	0.85206	0.2699	0.01695	0.58673	0.58158	2.822513	2.37935	0.929512
3,442208	7,7	/	/	/	/	/	/	/	/	/
3,57632	8	/	/	/	/	/	/	/	/	/
4,02336	9	540	2.03901	0.30388	0.03606	0.95905	0.57507	2.965142	3.1626024	0.97106
4,425696	9,9	/	/	/	/	/	/	/	/	/
4,91744	11	573	3.52423	0.29208	0.05873	1.34592	0.54852	5.42072	6.86593	0.907999
5,945632	13,3	/	/	/	/	/	/	/	/	/
6,079744	13,6	623	5.18196	0.20518	0.07943	2.14473	0.53147	7.06658	9.68351	0.9262904
6,25856	14	/	/	/	/	/	/	/	/	/
6,526784	14,6	/	/	/	/	/	/	/	/	/
6,616192	14,8	631	5.41594	0.16690	0.08200	2.51488	0.53009	7.1771854	9.9611020	0.9028904
6,839712	15,3	/	/	/	/	/	/	/	/	/
6,973824	15,6	/	/	/	/	/	/	/	/	/
12,96416	29	/	/	/	/	/	/	/	/	/

On peut voir sur le tableau des résultats de modélisation que les valeurs sont en total accord avec ceux déterminés précédemment. Le couple et la poussée correspondent aux estimations (en prenant en compte les 5% à 10 % de sur estimation), et le nombre de tour par minute calculé et le même que celui mesuré. Le rendement de la génératrice reste supérieur aux 90% minimal exigé généralement (**Chedot 2004**).

La longueur de corde optimale augmente avec la vitesse de vent, ce qui est normal car plus la vitesse est faible plus la pale doit être fine pour pouvoir tourner.

A noter que les valeurs des longueurs des cordes optimales à la base et à la pointe de la pale indiquent que la forme de cette dernière est évasée plutôt qu'étrécie.

Un dernier résultat obtenu est l'angle d'attaque optimal qui est de :  $\alpha_{\text{optimal}} = 4^\circ$  pour toutes les vitesses de vent.

Le modèle validé, nous avons estimé la puissance produite par une éolienne de même caractéristique mais dont le rayon est optimal selon les vitesses de vent les plus fréquentes. Les résultats sont rapportés sur le tableau 3-9.

**Tableau III-9:** Production électrique des éoliennes de rayons optimaux

V		R <sub>optimal</sub> (m)	P <sub>rotor</sub> (W)	P <sub>électrique</sub> (W)
(m/s)	(mph)			
3,12928	7	0,51166203	06,4032012	05,9518523
3,57632	8	0,55035908	10,8918825	10,5766714
4,02336	9	0,58475656	17,7751953	33,3323548
4,91744	11	0,67354161	42,4079843	38,8942581
5,945632	13,3	0,7882360	102,424071	94,8744335
6,079744	13,6	0,8006060	113,173142	103,796147
6,25856	14	0,78843581	121,633565	110,688679
6,839712	15,3	0,85207382	182,523043	164,798303

La connaissance préalable de la forme de la réponse  $P_{\text{électrique}} = f(\text{Vitesses du Vent})$  grâce à l'analyse de tendance fait dans la partie expérimentale, nous permet alors de retrouver les courbes des réponses de ces différentes éoliennes de différents rayons :

$$\begin{cases} P_{\text{électrique}} = a \cdot \ln\left(\frac{V}{V_{\text{Démarrage}}}\right) & V > V_{\text{Démarrage}} \\ P_{\text{électrique}} = 0 & \text{Sinon} \end{cases} \quad (3.31)$$

L'autre équation utilisée pour cette estimation est obtenue en injectant les résultats expérimentaux dans la formule de puissance éolienne.

En fait, la vitesse de démarrage est liée à la puissance minimale nécessaire pour faire tourner l'éolienne par la formule :

$$P_{Démarrage} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v_{Démarrage}^3 \cdot C_e = 0.05 \text{ W} \quad (3.32)$$

Où  $P_{Démarrage} = 0.05 \text{ W}$  est la plus petite valeur mesurable obtenue expérimentalement pour une vitesse de 2.68224 m/s et  $C_e$  d'environ 2.515 % au voisinage de cette valeur, ce qui donne :

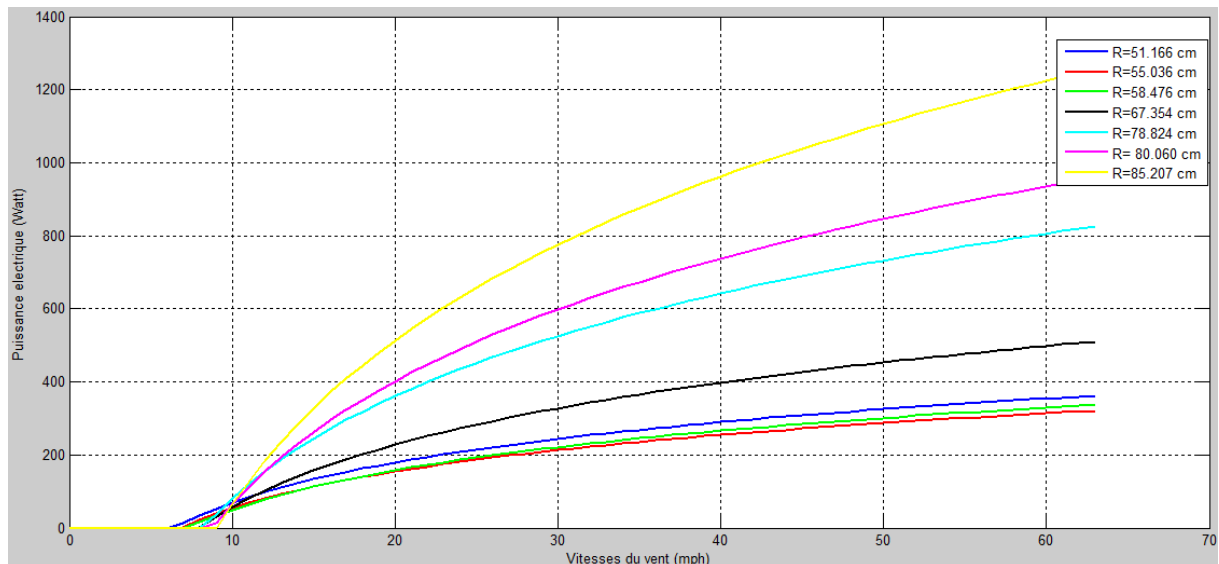
$$v_{Démarrage} \approx \frac{1.06444765}{\sqrt[3]{r^2}} \quad (3.33)$$

Les résultats expérimentaux nous permettent d'apporter les ajustements nécessaires pour obtenir enfin les valeurs résumées dans le tableau 3-10.

**Tableau III-10:** Paramètres a et vitesses des démarrages des courbes de réponse pour les éoliennes de rayons optimaux.

V (m/s)	V (mph)	R <sub>optimal</sub> (m)	P <sub>électrique</sub> (W)	a (W)	V <sub>Démarrage</sub> (m/s)
3,12928	7	0,51166203	05,9518523	36.9681	2.663932
3,57632	8	0,55035908	10,5766714	32.5824	2.584992
4,02336	9	0,58475656	33,3323548	71.3782	2.522209
4,91744	11	0,67354161	38,8942581	53.7617	2.385314
5,945632	13,3	0,7882360	94,8744335	97.5208	2.247442
6,079744	13,6	0.8006060	103,796147	103.7009	2.234559
6,25856	14	0,78843581	110,688679	108.0679	2.247231
6,839712	15,3	0,85207382	164,798303	144.3781	2.184331

Les tracés suivants pour les courbes des puissances sont ainsi obtenus :



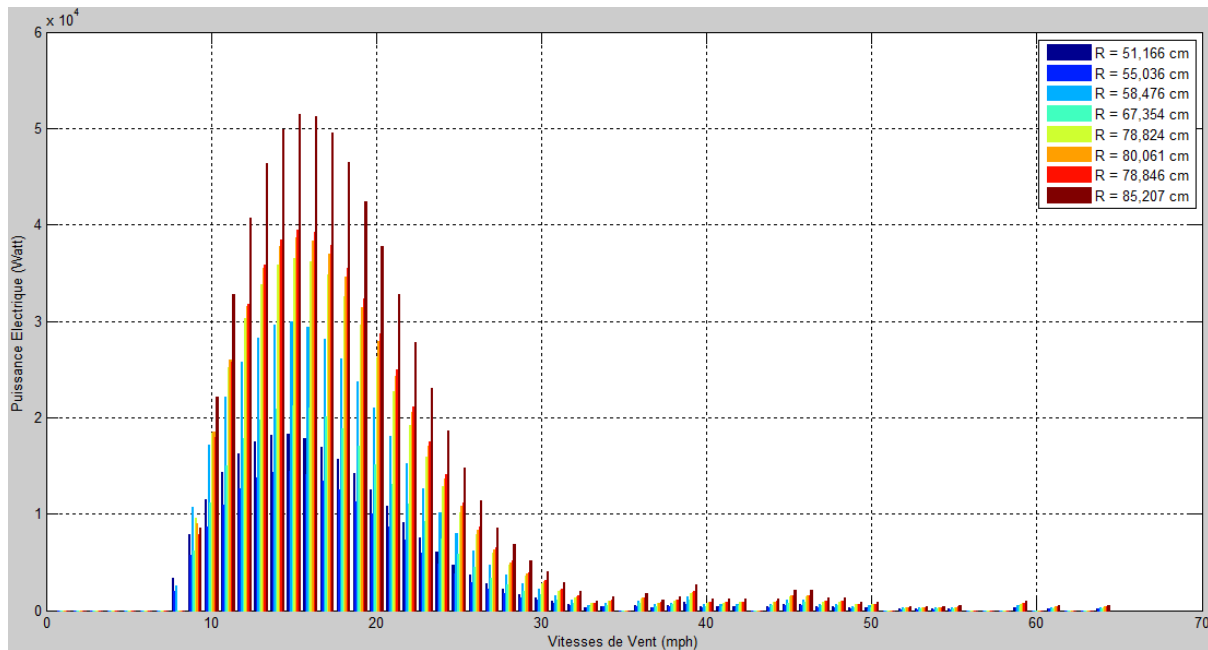
**Figure III.26:** Courbes de réponse  $P_{\text{électrique}} = f(V)$  pour les différentes éoliennes de différents rayons.

En fin, en associant ces courbes à la distribution annuelle des vitesses de vent de la région d'étude (Figure 3.15), on obtient les distributions annuelles d'énergie produite par chaque éolienne qui sont montrées sur la figure 3.28.

Une simple sommation, nous permet de savoir quelle éolienne produit le plus d'énergie à l'année selon le profil de vent de notre région, comme le montre le tableau suivant :

**Tableau III-11:** énergie électrique annuelle moyenne produite par les éoliennes de différents rayons optimaux.

<b>R (cm)</b>	51,1662	55,0359	58,4756	67,3541	78,8236	80,0606	78,8436	85,2074
<b>E (kWh)</b>	152,7544	140,7434	319,2687	259,1774	506,3354	542,1572	561,16	777,1935
<b>FC (%)</b>	26,6676	26,6966	26,7269	26,7855	26,8495	26,8577	26,87	26,9027



**Figure III.27:** Distributions annuelles d'énergie électrique produite par les éoliennes de différents rayons optimaux.

Ainsi, pour les micro-éoliennes (de rayons les plus petites), une éolienne de rayon  $R=51$  cm dimensionnée pour une vitesse de vent de 7 mph produirait plus d'énergie qu'une éolienne de 55 cm dimensionnée pour une vitesse de vent de 8 mph. Il en est de même pour une éolienne de 58 cm de rayon, dimensionnée pour une vitesse de vent de 9 mph, qui produirait plus d'énergie à l'année qu'une éolienne de  $R=67$  cm, dimensionnée pour une vitesse de vent de 11 mph.

En effet, ça ne sert à rien de placer une plus grande éolienne qui produit localement plus d'énergie, si ses caractéristiques ne permettent pas d'exploiter pleinement les vitesses de vent les plus faibles qui sont pour nous les plus fréquentes.

Pour des éoliennes plus grandes ( $R \geq 78$  cm), l'énergie produite annuellement augmente avec l'augmentation du rayon. Toutefois, on précise que cette énergie correspond à une production espérée et une mesure de confiance associé à notre pronostic énergétique, doit être faite.

En normalisant les résultats, le choix est porté donc sur une éolienne de rayon  $R=85$  cm dimensionnée à une vitesse de vent d'environ **15,3 mph**, soit **6,8 m/s**. Cette éolienne produirait à l'année une énergie maximale d'environ **777 kWh** soit une production moyenne espérée de **88.46 W**, chaque heure tous le long de l'année (c à d 8784 heures), avec un facteur de charge de **26.9 %**.

## 4. Essai sur le dimensionnement de génératrice pour mini éolienne

La réalisation d'une mini-éolienne dédiée à une zone spécifique avec un profil de vent particulier nécessite parfois la conception d'une génératrice bien déterminée.

Dans la partie mécanique, il fallait trouver le moyen de faire fonctionner la mini-éolienne à un  $C_p$  maximal, à la vitesse de vent la plus fréquente, et en minimisant les pertes à la valeur de la vitesse de rotation correspondante à cette vitesse de vent. Tout cela en respectant le *désigne* d'une mini-éolienne. Le processus d'optimisation consistait à trouver les valeurs qui rendraient idéale la relation entre la puissance électrique de sortie et la puissance disponible du vent.

Dans cette partie, on commence par décrire le type de génératrices visée pour notre mini-éolienne à savoir une génératrice à aimants permanents (GSAP). Ensuite, nous présentons les résultats de simulation quant au choix de paramètres de cette génératrice à concevoir.

Les valeurs des paramètres d'entrée de la simulation sont soit typiques, rencontrées dans la littérature, soit observées lors de l'expérimentation.

### 4.1. Génératrice synchrone à aimants permanents

En conversion électromécanique d'énergie, les aimants permanents sont reconnus depuis longtemps comme une source d'excitation efficace, surtout pour les machines de faible puissance (**Attaf 1997**).

Les génératrices synchrones à aimants permanents (GSAP) présentent beaucoup d'avantages par rapport aux autres types de machines électriques, dont certains conviennent particulièrement aux petites éoliennes à faible vitesse de rotation (**Soderlund 1996, Tran 2010**) :

- Intégration d'une source d'excitation autonome dans la machine ;
- Faible inertie ;
- Grande fiabilité grâce à l'absence de contacts glissants ;
- Moins de pertes cuivre, qui viennent principalement du stator, ce qui améliore le rendement ;
- Couple massique élevé ;
- Haute efficacité énergétique ;
- Simplicité de conception et d'entretien.

Dans ce qui suit, nous présentons un rappel théorique sur l'essentiel des machines synchrones à aimants permanents (MSAP) et leurs matériaux magnétiques, avant de s'intéresser à la modélisation de notre propre GSAP. La validation du modèle proposé sous forme de programme *Matlab* se fait grâce aux résultats expérimentaux.



**Figure III.28:** Photographie d'une machine synchrone à aimant permanents (Benbrahim 2009).

### 4.1.1. Les aimants permanents et leurs caractéristiques générales (Boukais 2012)

Les matériaux employés en raison de leurs propriétés magnétiques sont classés selon la largeur de leur cycle d'hystérésis. Les matériaux magnétiques durs (à large cycle), souvent désignés sous le terme « aimants permanents », se caractérisent par une aimantation qui reste constante, même en présence d'un champ magnétique externe.

Le fonctionnement d'un aimant permanent se situe dans le deuxième quadrant du plan  $B - H$  (son cycle d'hystérésis) appelé courbes de désaimantation (Figure III.30).

Cette courbe exprime plusieurs paramètres caractérisant des aimants permanents et qui sont déterminants pour leurs applications industrielles.

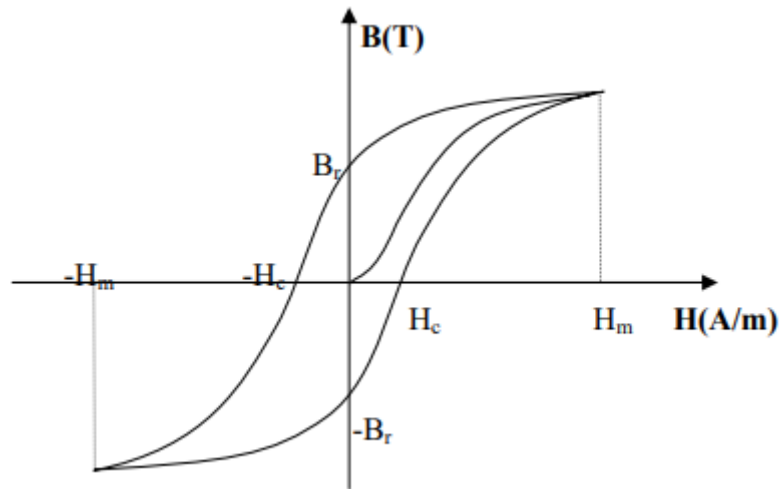


Figure III.29: Cycle d'hystérésis d'un aimant permanent.

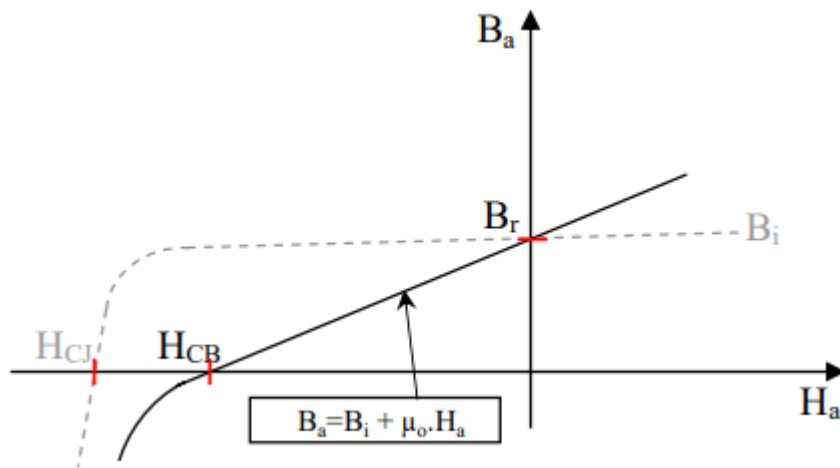


Figure III.30: Courbe de désaimantation.

Ces paramètres sont :

- L'induction résiduelle (ou rémanente),  $B_r$  : elle indique la puissance potentielle de l'aimant et détermine la section normale requise pour le passage du flux utile, assurant le maintien du flux d'entrefer.
- Le champ coercitif,  $H_{CB}$  : il représente le champ démagnétisant capable d'annuler l'induction résiduelle. Sa valeur est d'autant plus élevée que l'aimant est stable.
- Le champ coercitif de polarisation,  $H_{CJ}$  : il annule l'aimantation intrinsèque du matériau, entraînant une démagnétisation totale et irréversible.
- Le produit d'énergie volumique  $(B.H)_{max}$  : il représente la valeur énergétique de l'aimant par unité de volume.
- Les valeurs  $H_m$  et  $B_m$  : elles correspondent au point de fonctionnement optimal  $M$  associé à  $(BH)_{max}$ .

Les différents types d'aimants peuvent être classés selon ces paramètres. De plus, il est indispensable de connaître le point de Curie, la température à laquelle l'aimant perd ses propriétés magnétiques. Il est également nécessaire d'évaluer les propriétés mécaniques et physico-chimiques telle que la perméabilité réversible, ainsi que le coût.

La puissance électrique d'une machine à aimants permanents est directement proportionnelle à la densité d'énergie emmagasinée dans les aimants.

### **4.1.2. Principe de fonctionnement d'une MSAP (Benbrahim 2009)**

*Synchrone* est un terme qui regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre de sortie est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour atteindre ce fonctionnement, le champ magnétique du rotor est fourni soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. Dans ce cas, la position du champ rotorique reste fixe par rapport au rotor, ce qui nécessite, en fonctionnement normal, une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique.

La famille des machines synchrones regroupe en fait plusieurs sous familles :

- Les machines synchrones à réluctance ;
- Les machines synchrones à rotor bobiné ;
- Les machines synchrones à aimants permanents.

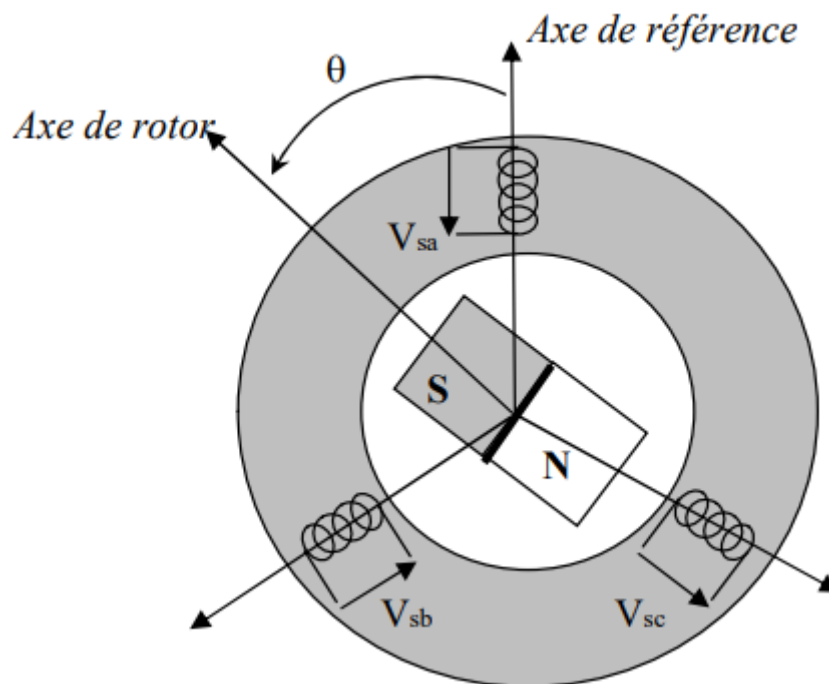
On s'intéresse ici à cette dernière catégorie qui, avec des aimants permanents de plus en plus performants, offrant une faible désaimantation, une énergie maximale stockée plus grande, une induction de saturation et un champ coercitif plus élevé, est devenue compétitive même par rapport aux machines asynchrones, jusque dans le domaine des moyennes puissances.

Le stator de la machine synchrone à aimant permanent (MSAP) est le même que à celui d'une machine asynchrone. Il est constitué d'un empilement de tôles magnétiques avec des encoches accueillant trois enroulements identiques, décalés de  $120^\circ$ .

Le rotor de la MSAP se décline généralement de deux types :

- Rotor avec des pièces polaires qui concentrent le flux d'induction. Les aimants étant orientés soit parallèlement, soit perpendiculairement à l'entrefer, et parfois selon des configurations plus complexes. Dans ce type de machine, l'inducteur présente des pôles saillants.

- Rotor sans pièces polaires, à entrefer constant, avec l'aimantation des aimants généralement perpendiculaire à l'entrefer.



**Figure III.31:** Schéma d'une machine synchrone à aimant permanent.

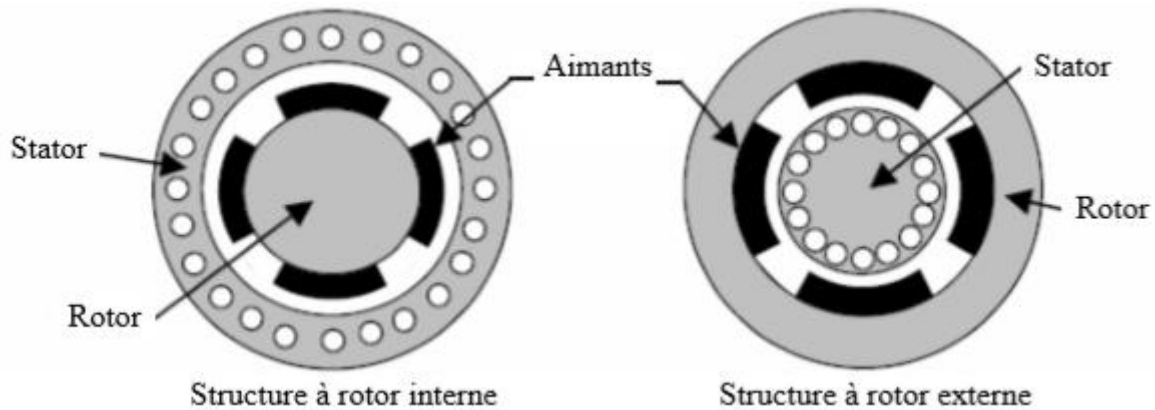
La génératrice que nous simulerons est à rotor sans pièces polaires.

Le rotor des machines sans pièces polaires a des aimants montés en surface, autour du noyau magnétique rotorique, maintenus par collage ou frettage. La frette doit être amagnétique et, idéalement, non conductrice afin d'éviter les courants induits par les harmoniques de l'alimentation. L'épaisseur des aimants doit être suffisante pour assurer l'induction requise dans l'entrefer. Cette structure se distingue par une réluctance constante le long de l'entrefer, avec une inductance faible et stable, due à la faible perméabilité des aimants, proche de celle de l'air. Grâce à leur simplicité de fabrication, ces machines sont particulièrement adaptées pour des génératrices performantes à faible coût (Zegueb 2008).

Le principe de fonctionnement d'une génératrice synchrone à aimants permanents est plutôt simple. Un stator, généralement équipé d'un enroulement triphasé, est traversé par un flux magnétique tournant créé par le mouvement du rotor. Ce rotor, pourvu d'aimants permanents, génère un champ d'induction tournante  $B_r$  dans l'entrefer.

Lorsque le rotor, entraîné mécaniquement, tourne à une vitesse angulaire  $\omega_r$ , il génère un champ magnétique rotatif dans le stator.

Le champ d'induction  $B_r$  du rotor induit ainsi des tensions dans les enroulements statoriques, ce qui provoque la production d'électricité. Le rotor joue ici le rôle d'inducteur (source du champ magnétique), tandis que le stator, où les tensions sont induites, est l'induit. La vitesse de rotation du rotor est synchronisée avec la fréquence  $\omega_s$  du système triphasé, d'où le nom de génératrice synchrone.



**Figure III.32:** Exemple de structures à rotor sans pièces polaires (**Boukais 2012**).

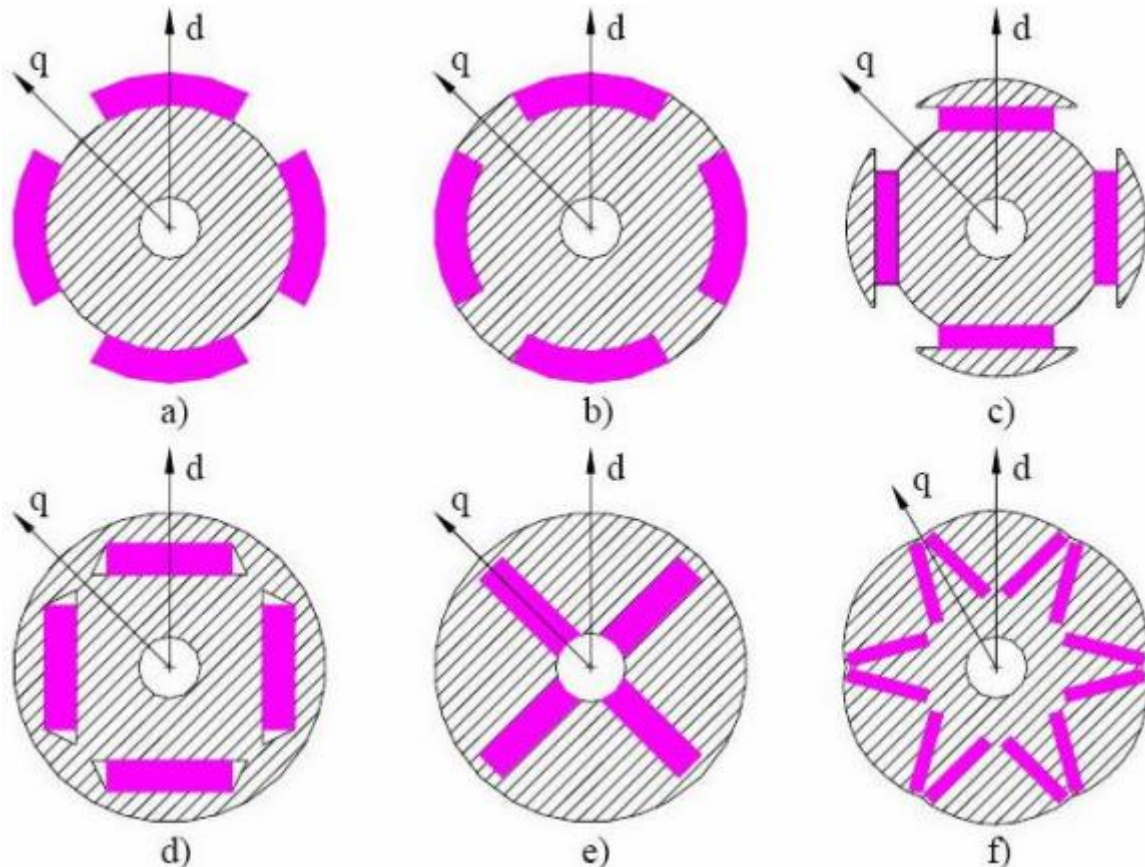
### 4.1.3. GSAP à flux axial ou radial (**Boukais 2012**)

Les GSAPs sont aussi classées en fonction de la disposition des aimants sur le rotor, principalement en deux catégories : machines à flux radial (RFPM) ou à flux axial (AFPM). La figure 3.33 montre les divers types de rotors identifiés dans ces machines en fonction de la disposition des aimants, tels que les rotors intérieurs et ceux sans pièces de polarisation (**Zegueb 2008**).

- La machine à flux radial (RFPM) est la configuration la plus courante, utilisée fréquemment pour les entraînements directs. Elle présente un stator similaire à celui des machines d'induction classiques, et peut être conçue avec un rotor placé à l'intérieur ou à l'extérieur (Figure 3.32). Les aimants peuvent être montés en surface, encastrés ou enterrés, selon le type de rotor (Figure 3.33 : a, b et d).
- La machine à flux axial dite *discoïdale* ou AFPM offre une alternative pour les entraînements directs à basse vitesse. Elles comportent un ou plusieurs disques fixes contenant les enroulements, ainsi qu'un ou plusieurs disques mobiles supportant les aimants permanents. Leur principal avantage réside dans l'optimisation de la surface de génération du couple, entraînant une puissance volumique élevée. Cependant, leur assemblage est complexe en raison des contraintes mécaniques liées aux poussées axiales. Comparées aux machines à flux radial, elles possèdent un diamètre plus large

et une longueur axiale relativement plus courte. Le flux magnétique est axial, tandis que le courant circule de manière radiale.

Il existe plusieurs configurations de machines à flux axial, allant de celles avec un seul rotor et un seul stator à celles à double entrefer, comprenant soit deux rotors entourant un stator, soit deux stators encadrant un rotor.



**Figure III.33:** Différents types de machines à aimants cylindriques.

- a)** à aimants collées, sans pièces polaires. **b)** à aimants insérés. **c)** à épanouissement polaire.  
**d)** à aimants enterrés **e)** et **f)** à aimants enterrés, structures à concentration de flux.

#### 4.1.4. Génératrice à entraînement direct

En entraînement direct, la génératrice reçoit le mouvement directement du rotor de l'éolienne sans l'intervention d'un composant mécanique intermédiaire. Il n'y a aucun lien de type transmission ou transducteur de mouvement entre la machine qui transforme le mouvement en énergie électrique et la turbine qui fournit l'énergie mécanique à transformée.

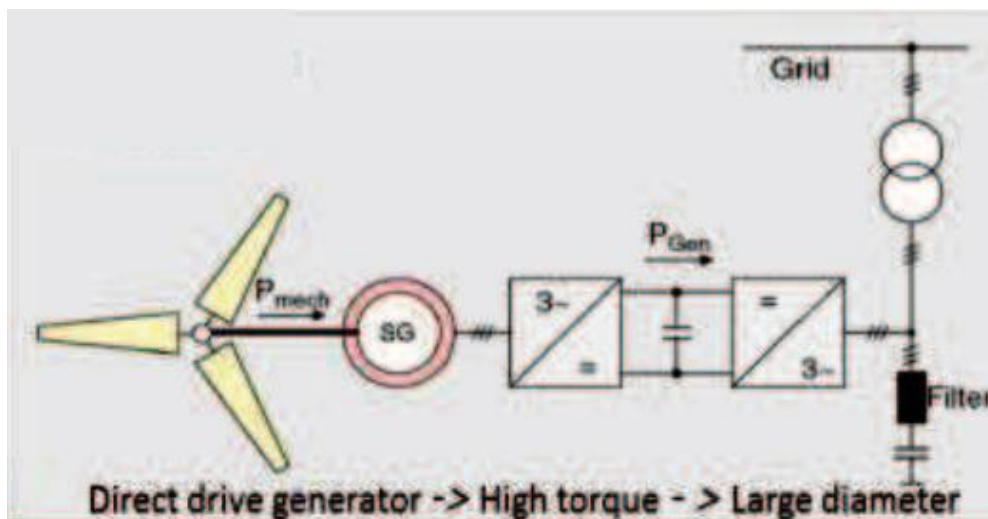
Par conséquent, la partie de travail et la machine entraînée sont directement couplées l'une à l'autre.

Cela offre plusieurs avantages, notamment un rendement énergétique élevé, un fonctionnement silencieux, ainsi qu'une fiabilité et une disponibilité à long terme.

Les machines qui travail en entraînement direct, qui sont pour la plupart des moteurs électriques, sont souvent conçues spécifiquement. L'énorme intérêt de l'entraînement direct, et sa caractéristique première, est qu'il crée les conditions favorables pour un très court chemin entre l'électrique et le mécanique (EWT 2022, Harmonic Drive SE 20022).



(a)



(b)

**Figure III.34:** Génératrice à entraînement direct.

a) Eolienne à entraînement direct (EWT 2022). b) Schéma fonctionnel (Tiegna 2013).

Notre intérêt pour l'entraînement direct vient de sa simplicité de mise en œuvre. On rappelle qu'on vise, en perspective de ce travail, la conception de mini-génératrice adaptée au profil de vent de région dite de faibles vitesses de vent.

Autrement, on ne trouve pas dans la littérature des petites génératrices à aimants permanents en entraînement direct encore moins si elles sont à flux radial, principalement à cause du poids et du coût de ces dernières. Cela n'exclut pas son utilisation implicite dans ce genre de génératrice bien sûr.

En effet, dans un entraînement direct, la génératrice tourne à basse vitesse, généralement en dessous de 50 tours/min pour les systèmes de forte puissance, et peut même descendre à 10 tours/min pour les éoliennes de très grande capacité. Ces génératrices à très faible vitesse nécessitent un dimensionnement particulier en raison du couple élevé qu'elles doivent gérer. Cependant, pour optimiser le rendement de la conversion électromécanique et réduire les besoins de maintenance, les machines à aimants permanents à entraînement direct sont une solution avantageuse. En éliminant le multiplicateur mécanique (ou boîte de vitesses), le rendement global de la chaîne de conversion est amélioré, et les besoins en maintenance liés au multiplicateur, tels que les problèmes mécaniques ou la lubrification, disparaissent (Djebbari 2015).

### **4.1.5. Quelques inconvénients de la GSAP**

La machine (génératrice) synchrone à aimants permanents présente néanmoins quelques inconvénients parmi lesquels :

- Le commutateur mécanique est remplacé par un système électronique, ce qui rend le contrôle du moteur complexe et coûteux par rapport à un moteur à courant continu ;
- Le prix des aimants contribue à un coût global plus important ;
- La pulsation de couple constitue un inconvénient. ;
- Le risque de démagnétisation impose des limitations à une exploitation sous contrainte, notamment en ce qui concerne la température et le courant maximal.
- Les aimants subissent également des pertes par courants de Foucault.

Le choix des aimants permanents dépend aussi de plusieurs facteurs qui peuvent être des handicaps dans le cas des mini éoliennes. Parmi ces facteurs : la performance, le poids, la dimension et le rendement de la génératrice, ainsi que le facteur économique.

## 4.2. Modélisation d'une petite génératrice à aimants permanents à flux axial et à entraînement direct

Bien que la machine synchrone à flux radial (RFPM) soit la machine à aimant la plus conventionnelle selon (Boukais 2012), on présente dans cette partie les résultats de modélisation pour la conception d'une génératrice à flux axial. Ce choix est motivé par les raisons suivantes :

- Les bobines dans une structure à flux axial sont plus proches des aimants, ce qui permet d'avoir une induction maximale, cette induction peut même être considérée comme constante sur toute la bobine pour une certaine épaisseur de cette dernière ;
- La circonférence des bobines est plus petite que celle placée radialement, ce qui permet de minimiser la longueur du cuivre utilisée par bobine afin de minimiser la résistance d'induit.

Il existe un grand nombre de variables dans le modèle mathématique d'une éolienne avec une génératrice intégrée. Et selon les spécificités du modèle, ces paramètres individuels ont des influences différentes. Les plus importants d'entre eux lors de la conception sont : le couple, la vitesse de rotation, le nombre de spires par bobine, la géométrie des bobines, la tension de sortie, le courant de charge, la résistance de charge, le rendement du générateur, et les pertes diverses. Comme il n'est pas impossible de concevoir un système qui optimise tous ces paramètres sur une large plage de fonctionnement, il faudrait choisir les variables les plus importantes pour atteindre l'objectif principal, puis essayer d'optimiser les autres (Pla 2015).

Il est donc nécessaire de définir le résultat optimal. Dans notre cas, il s'agit d'atteindre la valeur la plus élevée de puissance électrique en sortie, avec une puissance d'entrée correspondante à la vitesse de vent la plus fréquente possible qui se trouve être de faible valeur.

A noter que la sortie de la génératrice synchrone à aimants permanents en entraînement direct modélisée ici est connectée à un convertisseur Alternatif-Continu considéré comme parfait et non pris en compte lors de la caractérisation.

### 4.2.1. Eléments théoriques et formulation mathématique

Une fois les pales dimensionnées, une approximation de la puissance mécanique qui sera délivrée de la turbine au générateur est établie.

La vitesse du vent pour la modélisation est fixée à **6.84 m/s**, soit environ 15,3 mph. L'augmentation du rayon de l'éolienne fait converger la vitesse spécifique vers sa valeur optimale, ce qui donne selon la formule (3.10) un coefficient de puissance maximal, dont la valeur est ici de **48,421 %** et une vitesse de rotation de **630 Tr/min**. Ces valeurs sont confirmées par confrontation à la littérature, notamment avec (**Musau 2021**) qui pour des éoliennes à 3, 4 et 5 pales obtient une efficacité de 47% et une vitesse de rotation de 560 Tr/min à une vitesse de vent de 6 m/s.

La valeur résultante de la puissance est ensuite réduite par les pertes par frottement estimées. À partir de là, la puissance d'entrée du générateur a été déterminée.

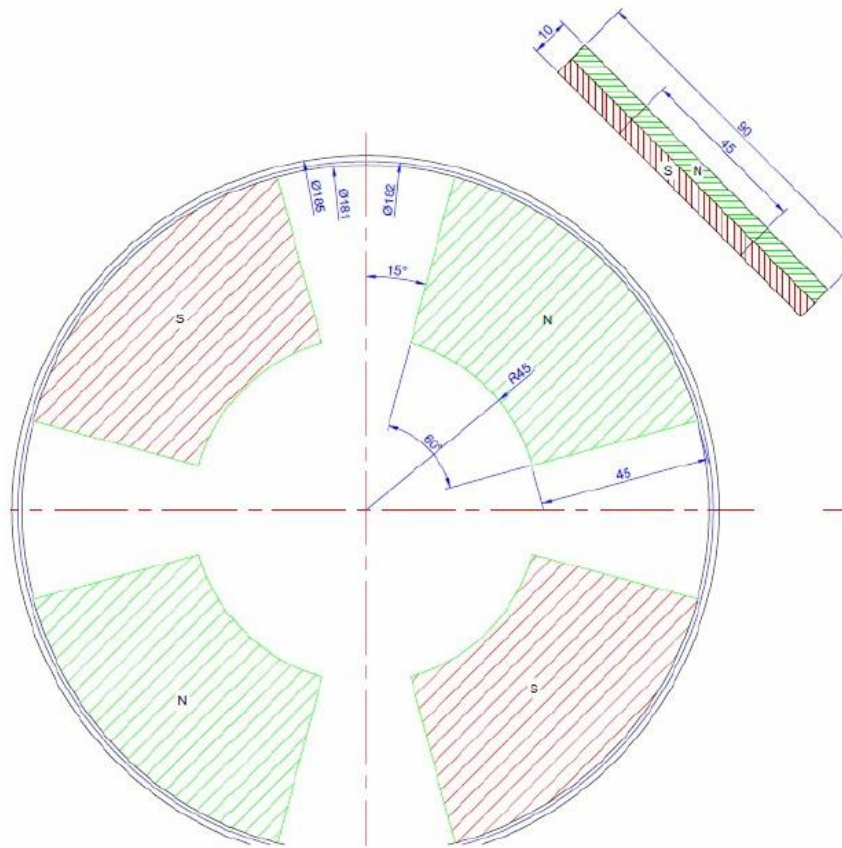
Selon (**Pla 2015**), et après différentes tentatives pour déterminer les paramètres pour le calcul de la puissance de sortie la plus élevée. Il a été déterminé que la solution la plus satisfaisante est de choisir la puissance d'entrée du générateur  $P_{\text{Turbine}}$ , la vitesse de rotation  $N$  et le nombre de spires par bobine  $N_c$  comme paramètres d'entrée.

Avec ces informations, il est possible de calculer toutes les variables inconnues du modèle. L'influence de la charge sur le couple est prise en compte, afin de garantir que l'éolienne puisse générer le couple nécessaire, ainsi que la vitesse de rotation nécessaire à une puissance donnée.

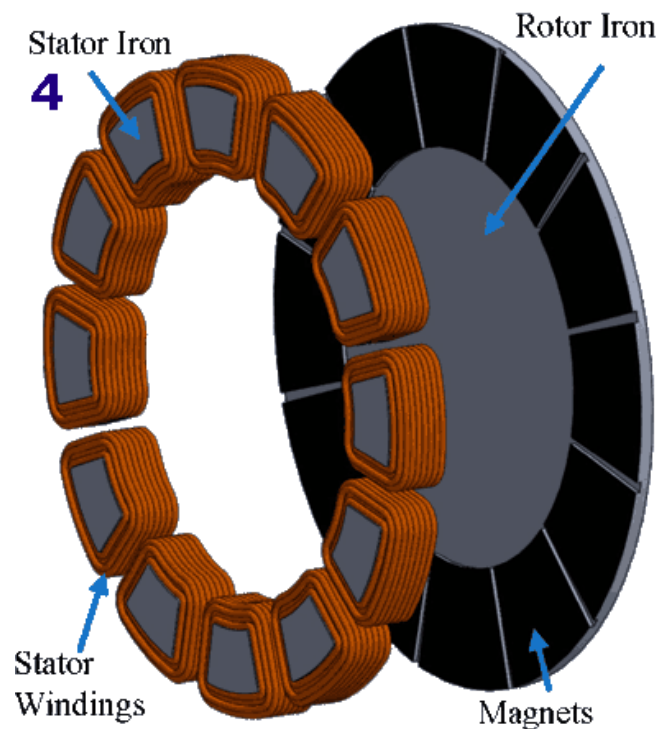
Enfin, le nombre de spires par bobine est varié sur une large plage pour déterminer les données optimales pour la conception des bobines.

### *a. La résistance d'induit*

La résistance d'induit (résistance totale du générateur),  $R_a$ , est directement influencée par la géométrie des bobines. Pour une structure à flux axial, la forme des bobines épouse celle des aimants sur le rotor (Voir la figure 3.36). La figure 3.35 montre un rotor standard de 4 bobinages et ses dimensions pour une mini-éolienne.



**Figure III.35:** Géométrie d'un rotor et de ses aimants pour une génératrice axiale d'une mini-éolienne (Pla 2015).



**Figure III.36:** Forme et position des bobines par rapport aux aimants et les entrefers dans une génératrice à flux axial (Aimants permanents 2023).

Pour s'assurer qu'une tension maximale est induite, les bobines doivent couvrir la surface totale des aimants. Or, la longueur du cuivre utilisée par bobine doit être minimisée afin de minimiser la résistance d'induit. La circonférence des bobines a été déterminée sachant la forme des aimants de la manière suivante :

$$cir = 2.(R_o - R_i) + 2.\pi.(R_i + R_o) \cdot \frac{\beta}{360} \quad (3.34)$$

Où,  $R_i$  est le rayon intérieur et  $R_o$  est le rayon extérieur de la bobine.  $\beta$  est l'angle d'ouverture.

La résistance finale d'une bobine est alors calculée comme suit :

$$R_{Coil} = rf \cdot cir \cdot N_c \quad (3.35)$$

Où  $rf$  est la résistance filaire du cuivre et  $N_c$  le nombre de tours par bobine.

La résistance filaire  $rf$  dépend du diamètre et du matériau du fil utilisé. Pour du fil de cuivre de 1.2 mm de diamètre,  $rf = 0.0152 \Omega/m$  à 20 °C.

Il faut noter que les valeurs fournis par le fabricant de l'aimant pour ces grandeurs sont altérées par l'enroulement du fils de cuivre. La forme du rotor n'est donc plus idéale sur certains points, ce qui crée une imprécision des calculs. En fin, il est important de noter que la température dans les bobines augmentera pendant le fonctionnement et cela aura une légère influence sur la valeur de la résistance. Il est cependant quasiment impossible de calculer précisément l'échauffement pour chaque point de la bobine dans chaque mode de fonctionnement. Le changement de résistance dû à l'augmentation de la température est également assez faible par rapport à d'autres facteurs, il a donc été décidé de négliger cette influence dans les calculs (**Pla 2015**).

Pour obtenir la résistance d'induit  $R_a$ , la résistance d'une bobine est multipliée par le nombre de bobines par pôle  $n_{cp}$  et le nombre de paires de pôles  $n_p$  dans le générateur.

$$R_a = n_{cp} \cdot R_{Coil} \cdot n_p \quad (3.36)$$

### ***b. Réactance du générateur***

L'autre facteur qui provoque des pertes dans le circuit est la réactance inductive  $X_S$  du générateur lié aux bobines (**Chan 2007**). L'équation (3.37) est le résultat d'une approche analytique pour déterminer la valeur de  $X_S$  (**Pla 2015**) :

$$X_S = X_{s0} \cdot \frac{\omega}{\omega_0} \quad (3.37)$$

Ne disposons pas des valeurs de  $X_{S0}$  et  $\omega_0$ , on se refait à la bibliographie pour leurs donner des valeurs approximatives. Nous assumons qu'une petite erreur d'approximation est commise sur la valeur de  $X_S$  ainsi calculée. La valeur de  $X_S$  a été ensuite ajustée en fonction des résultats expérimentaux.

Selon des mesures mener en laboratoire sur des machines équivalentes (**Hidalgo-Arteaga 2016**), la valeur de  $X_S$  est comprise entre  $0,598 \Omega$  et  $1,371 \Omega$  à  $N = 1600$  Tr/min pour différentes charges. Elle est estimée à  $0,25 \Omega$  à  $N = 450$  Tr/min par (**Chan 2007**).

Ainsi, des valeurs nominales de  $X_{S0} = 0.9 \Omega$  et  $N_0 = 1600$  Tr/min ont été adopté pour l'utilisation de l'équation 3.37 dans le calcul de  $X_S$ . Et comme le montre l'équation ci-dessus, la valeur de  $X_S$  est liée à la vitesse de rotation  $\omega$  et doit être recalculé chaque fois que la vitesse change.

L'équation fournit une estimation suffisante de cette valeur. Une estimation plus précise signifierait un modèle très complexe qui n'entraînerait que des améliorations mineures (**Pla 2015**).

### *c. La tension induite*

Pour un nombre de tour donné  $N_C$ , et connaissant  $\omega$ , il est possible de calculer la tension induite d'une bobine par la formule :

$$E_{Acoil} = N_C \cdot A_M \cdot B_p \cdot \omega \cdot f_w \quad (3.38)$$

Où  $A_M$  est la zone active des bobines,  $B_p$  est l'induction magnétique en *Tesla* au niveau de la bobine du stator et  $f_w$  est le facteur d'enroulement. La surface  $A_M$  peut être calculée par :

$$A_M = \frac{\beta}{360} \cdot \pi \cdot (R_o^2 - R_i^2) \quad (3.39)$$

L'estimation de la valeur de l'induction magnétique est obtenue de la base de données sur les matériaux *Total Materia* (**TotalMateria 2022**). C'est l'induction du matériel ferreux-magnétique dans lequel sont fabriqués les aimants du rotor standard illustré dans la figure 3.35.  $B_p = 1.29$  T à  $20^\circ\text{C}$ .

Le facteur d'enroulement (**Chan 2007**) est le produit du facteur de distribution et du facteur de raccourcissement.

Ces deux paramètres définis pour corriger la valeur de la f.e.m par rapport à celle théorique (idéale). Ce facteur d'enroulement dépend de la distribution (répartition), de raccourcissement et d'inclinaison des encoches.

La plupart des machines ont un facteur d'enroulement compris entre 0,85 et 0,95 (Pla 2015). Un facteur d'enroulement de  $f_w = 0.90$ , a donc été choisi.

Pour obtenir la tension induite totale  $E_A$ , la tension d'une bobine doit être multipliée par le nombre de bobines par pôle  $n_{cp}$  et le nombre de paires de pôles  $n_p$  dans le générateur.

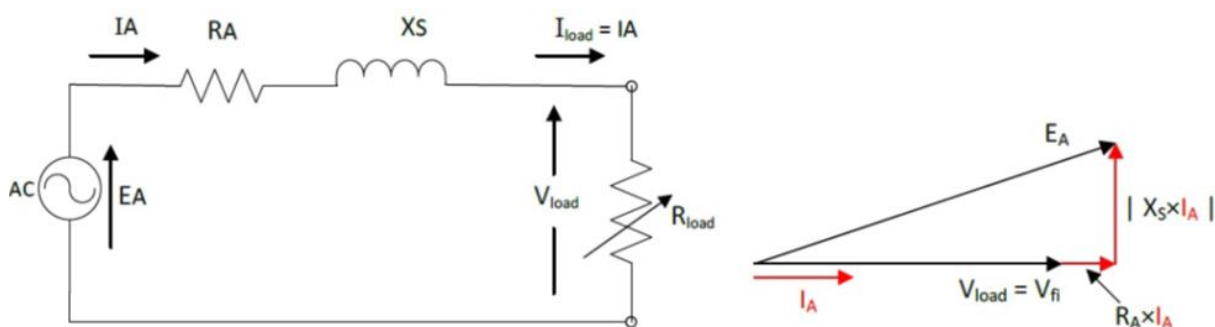
$$E_A = n_{cp} \cdot N_C \cdot A_M \cdot B_p \cdot n_p \cdot \omega \cdot f_w \quad (3.40)$$

**d. Le courant et la tension de charge**

A partir du couple disponible, il est possible de calculer le courant pouvant être délivré à la charge. La relation entre le couple et le courant permet d'évaluer la quantité idéale de courant pour un système équilibré entre alternateur et turbine (Pla 2015).

$$I_L = \frac{\tau}{A_M \cdot B_r \cdot N_C \cdot n_p} \quad (3.41)$$

La figure 3.37 représente le circuit équivalent du générateur et son diagramme de Fresnel pour montrer la relation entre les paramètres.



**Figure III.37:** Modèle du circuit électrique équivalent du générateur (Chan 2007) et son diagramme de Fresnel pour une charge purement résistive.

Avec ces valeurs, il est possible de calculer la tension de charge correspondante  $V_L$ .

$$V_L = \sqrt{E_A^2 - (I_L \cdot X_S)^2} - R_A \cdot I_L \quad (3.42)$$

*e. Rendement Puissance et résistance de charge idéales*

Avec les valeurs obtenues du courant et de la tension dans la charge, les valeurs des caractéristiques de sortie de l'éolienne sont facilement retrouvées grâce aux équations déjà détaillées dans le chapitre 1 qu'on rappelle ci-dessous.

La puissance fournie à la charge peut être obtenue par :

$$P_L = V_L \cdot I_L \quad (3.43)$$

Le rendement correspondant à ce point de fonctionnement est alors :

$$\eta_g = \frac{P_L}{P_{Turbine}} \quad (3.44)$$

Et la résistance de charge idéale est :

$$R_L = \frac{V_L}{I_L} \quad (3.45)$$

Cette méthode de calcul de la résistance de charge assure sa relation optimale avec le couple et la vitesse de rotation.

#### 4.2.2. Résultats et discussions

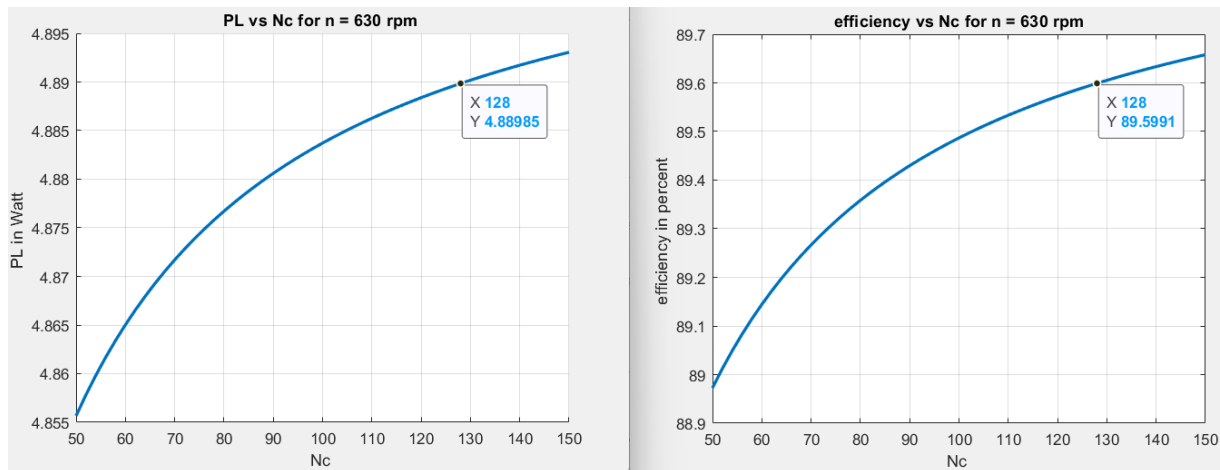
Les formules précédentes ont été programmées sous *Matlab* et calculés pour une large gamme de valeurs de nombre de spires par bobines  $N_C$  grâce à une boucle.

Les résultats sont tracés et permettent d'obtenir une estimation précise du nombre optimal de spires par bobine pour une vitesse de vent données et la vitesse de rotation résultante de l'éolienne.

Dans le cas de notre micro-éolienne, les résultats pour  $V = 6,84$  m/s induisant et  $n = 630$  tr/min sont présentés dans les figures 3.38.

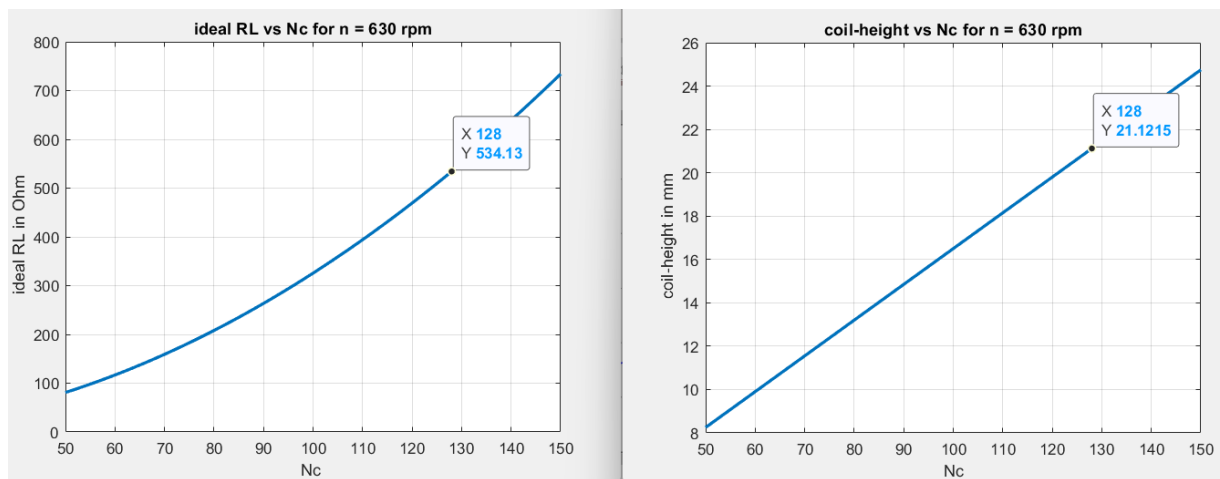
On peut y lire que, pour la puissance électrique produite par notre micro éolienne à cette vitesse de  $P = 4,89$  W, correspond un **nombre de spire  $N_C = 128$** . À ce nombre de spire correspond une résistance de charge idéale de  $R_L = 534.13 \Omega$ . Et une épaisseur estimée de la bobine de **21.1215 mm**.

A ces valeurs correspond aussi une efficacité de la génératrice  $\eta_g = 89,6 \%$  pour un  $C_P = 17\%$ , ce qui donne un coefficient d'efficacité  $C_e = 15.232\%$ . Ce résultat est en total harmonie avec l'expérimentation (voir tableau 3-4).



(a) Puissance dans la charge en fonction du nombre de spires par bobine.

(b) Rendement de la génératrice en fonction du nombre de spires par bobine.



(c) Résistance de charge idéale en fonction du nombre de spires par bobine.

(d) Epaisseur estimée des bobines en fonction du nombre de spires par bobine.

**Figure III.38:** Identification des paramètres internes de la micro-éolienne par confrontation des résultats de simulation avec l'expérimentation.

Une relation claire et évidente se dégage en regardant ces graphiques : Un nombre de spires plus élevé signifie une puissance de sortie plus élevée, et donc un rendement plus élevé.

Étant donné que le champ magnétique  $B_r$  s'affaiblit avec la distance, une estimation de la hauteur des bobines avec un certain nombre d'enroulements peut être effectuée. Pour cela, la surface d'une spire  $S_p$  est calculée ainsi que la surface de toutes les spires d'une bobine  $S_b$  (Pla 2015).

Les calculs sont faits pour un facteur de remplissage supposé  $f_r$  ( $f_r = \pi/4$ ), et un diamètre du fil de 1,2 mm.

$$S_p = \pi \cdot \left(\frac{1.2}{2}\right)^2 \text{ mm}^2 \quad (3.46)$$

$$S_b = N_c \cdot \left(\frac{S_p}{f_r}\right) \quad (3.47)$$

La largeur de la bobine sur sa plus petite partie est calculée (c'est au rayon intérieur des aimants  $R_i = 45 \text{ mm}$  avec un angle d'ouverture inversement proportionnel au nombre total des bobines (dans ce cas 40 degrés).

$$\beta = \frac{2}{3} \cdot \frac{360^\circ}{n_{c_p} \cdot n_p} \quad (3.48)$$

$$L_b = \frac{1}{2} \cdot \frac{\left(\frac{360}{n_{c_p} \cdot n_p}\right) - \beta}{360} \cdot R_i \cdot \pi \quad (3.49)$$

En connaissant la surface des bobines, une hauteur de bobine approximative  $h_b$  est obtenue. Une coupe rectangulaire de la section transversale a été supposée lors des calculs.

$$h_b = \frac{S_b}{L_b} \quad (3.50)$$

Le résultat de la hauteur de bobine approximative est montré par la figure 3.38 (d).

#### 4.2.3. Estimation du nombre de spires maximal et de l'impédance pour une éolienne

Le programme donne aussi une estimation de l'impédance de la génératrice, la taille maximale des bobines et les courant, tension produits à la vitesse  $\omega$  donnée.

Les résultats présentés indiquent qu'avec un champ B constant, un nombre plus élevé de spires conduit à une puissance de sortie plus élevée. La raison en est que la tension induite est supérieure aux pertes causées par la résistance du fil lorsqu'il est exposé à un fort champ B.

On présente ces résultats tout en sachant qu'il n'y a pas de champ B constant et lorsque la hauteur de la bobine augmente, la contribution en puissance diminue.

Afin de maximiser la puissance de sortie, il est nécessaire de déterminer la distance des aimants tels qu'un seul fil (une spire) produit plus de puissance qu'il n'en consomme dans les conditions de vitesse de rotation (vitesse de vent) définies. Cette distance est égale à la hauteur maximale des bobines. Une comparaison avec le graphe de la figure 3.38 (d) dévoilera combien d'enroulements seront possibles dans l'espace donné.

Le calcul de la tension induite d'une seule spire  $E_{A-1}$  et la chute de tension sur une seule spire  $V_{R-1}$  ainsi que sa résistance d'induit  $R_{a-1}$  sont alors calculées (**Pla 2015**) :

$$E_{A-1} = 2 \cdot A_M \cdot B \cdot n_p \cdot \omega \cdot f_w \quad (3.51)$$

$$R_{a-1} = n_{cp} \cdot r_f \cdot cir \cdot n_p \quad (3.52)$$

$$V_{R-1} = I_L \cdot R_{a-1} \quad (3.53)$$

Les valeurs de puissance correspondantes sont obtenues en multipliant les valeurs de tension par le courant de charge. Pour déterminer la valeur de  $B_{min}$ , la tension induite doit être supérieure à la chute de tension :

$$E_{A-1} \geq V_{R-1} \Rightarrow B_{min} = \frac{I_L \cdot R_{a-1}}{2 \cdot A_M \cdot n_p \cdot f_w \cdot \omega} \quad (3.54)$$

Connaissant la valeur de  $B_{min}$  et la courbe d'hystérésis des aimants, la valeur correspondante pour l'intensité du champ magnétique (minimale)  $H_{min}$  peut être obtenue.

La courbe d'hystérésis adéquate fourni par le fabricant (Voir base de données des sociétés en matériel ferromagnétique (**TotalMateria 2022**)) montre que le graphique est très raide sur une large variation des valeurs de B, donc  $H_{min}$  a été supposé constant à 1400 kA/m. Ceci est cohérent avec une courbe pour une température avoisinant les 30 degrés dans la région d'étude (Voir **Annexe 3 – C**).

Avec les valeurs de  $B_{min}$  et  $H_{min}$ , la longueur l'entrefer correspondante peut être calculée (Voir figure 3.36). En supposant un flux magnétique constant  $\Phi$  dans le circuit, ainsi qu'une relation perpendiculaire entre le champ B et la section transversale :

$$\phi = B_M \cdot A_M = B_{Fe} \cdot A_{Fe} = B_{Air} \cdot A_{Air} \quad (3.55)$$

Où l'indice M indique l'aimant (*Magnet*), et Fe le fer. La perméabilité magnétique  $\mu_0$  a été utilisée pour l'air.

Et d'après les équations de Maxwell :

$$\oint H \cdot dx = H_M \cdot 2 \cdot l_M + H_{Fe} \cdot l_{Fe} + H_{Air} \cdot (2 \cdot l_{Air-v} + 2 \cdot z + l_{Air-H}) = 0 \quad (3.56)$$

Où  $l_M$  est la longueur du matériau magnétique, égale à la hauteur des aimants.  $l_{Fe}$  est la longueur dans le circuit où le flux passe le long de la plaque d'acier sur laquelle les aimants sont fixés. La longueur  $l_{Air-v}$  représente la longueur verticale de l'entrefer, qui est la distance entre la bobine et les aimants (estimée à 5 mm environ).

$z$  est la hauteur des bobines. Elle correspond à la position des spires de cuivre les plus éloignées des aimants, subissant ainsi le champ B le plus faible.  $l_{Air-H}$  est l'entrefer horizontal, qui est la distance entre deux aimants.

Sachant que le circuit magnétique simplifié correspondant à cette formule (3.57) est composé de deux aimants ( $2 \cdot l_M$ ) fixés sur une plaque d'acier ( $l_{Fe}$ ), avec des entrefers aux bobines ( $2 \cdot l_{Air-v}$ ) et une zone pont d'un aimant à l'autre. ( $l_{Air-H}$ ).

En raison de la valeur élevée de  $\mu_{Fe}$ , les termes de fer sont négligés, ce qui conduit à l'équation simplifiée :

$$H_M \cdot 2 \cdot l_M + \frac{B}{\mu_0} \cdot (2 \cdot l_{Air-v} + 2 \cdot z + l_{Air-H}) = 0 \quad (3.57)$$

Où  $\mu_0$  est la permittivité magnétique de l'air.

En fin, les valeurs minimales du champ  $H$  et de l'induction  $B$  donnent la valeur maximale de la hauteur de la bobine  $z_{max}$ .

$$z_{max} = \frac{-1}{2} \left( \frac{B_{min} \cdot 2 \cdot l_M}{H_{min} \cdot \mu_0} - 2 \cdot l_{Air-v} - l_{Air-H} \right) \quad (3.58)$$

Où la distance horizontale entre deux aimants est calculée suivant la forme du rotor :

$$l_{Air-H} = \frac{30}{360} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \left( \frac{45 + 90}{2} \right) \text{ mm ;}$$

$l_{Air-v}$  estimée à 5 mm ;

$l_M$  (largeur des aimants) est une donnée.

En posant  $l_M = 10$  mm, la solution pour  $z_{max}$  est **22,6565 mm**, indépendamment du courant de charge  $I_L = 94,209$  mA une tension de charge  $V_L = 59,929$  V et de la vitesse de rotation  $\omega = 65,9734$  rad/s. Cela conduit à l'objectif de faire autant d'enroulements que possible jusqu'à cette longueur critique calculée.

Ainsi, un fil plus fin utilisé pour obtenir plus d'enroulements à l'intérieur de la section transversale fournira une puissance supplémentaire à condition de prédominer les pertes accrues dans les bobines (Pla 2015).

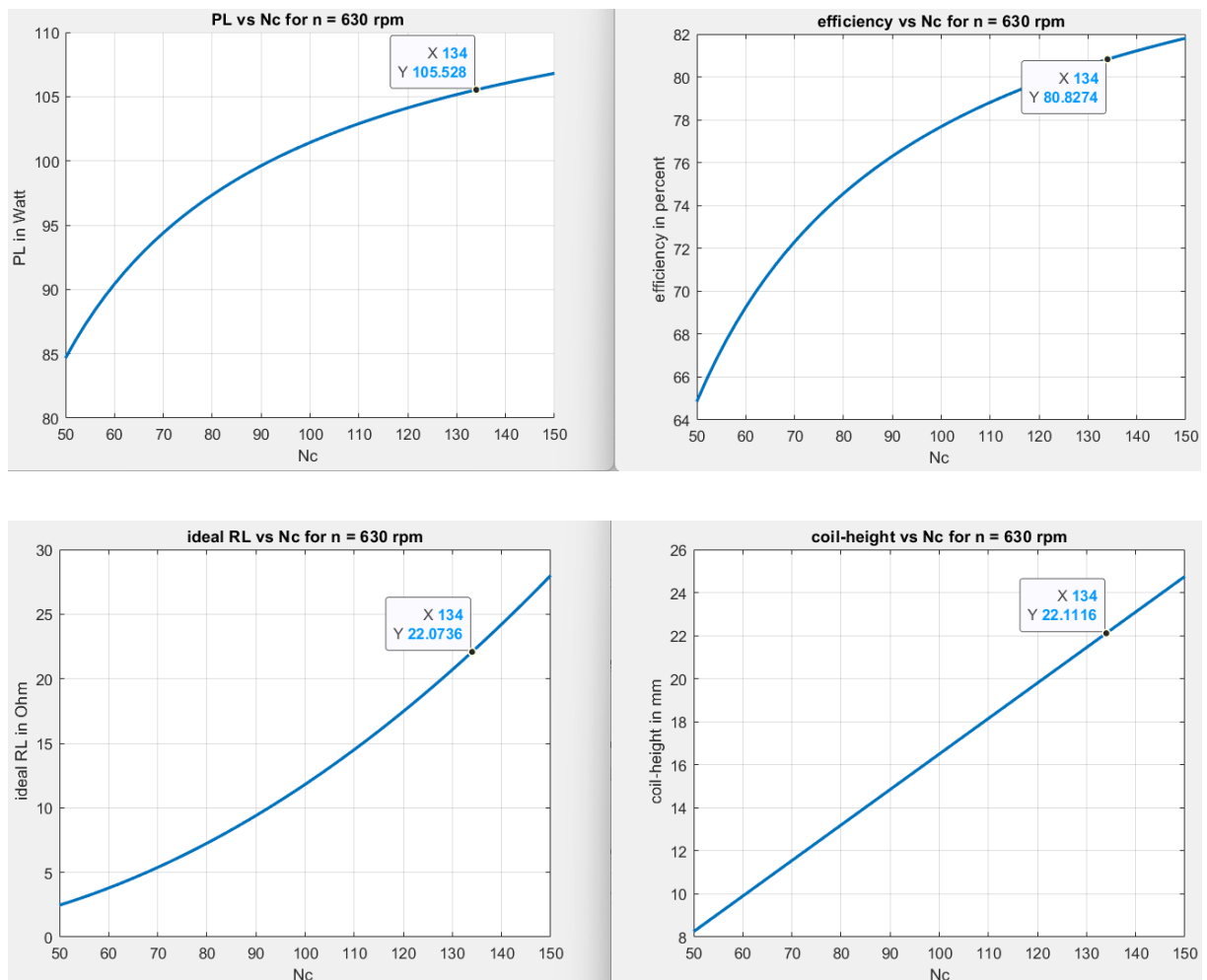
#### 4.2.4. Estimation des paramètres internes de la génératrice pour la mini-éolienne modélisée

Le modèle étant validé, on l'utilise pour estimer les paramètres internes de la génératrice pour la mini-éolienne modélisée.

Sur la figure 3.39, qui montre les graphes générés pour les données de la petite éolienne dimensionnée, on peut lire un nombre de spires maximal  $N_C = 134$  correspondants à une longueur des bobines de **22.1116 mm** générant une puissance  $P_L = 105.528$  W avec un rendement  $\eta_g = 80,8274\%$ .

Les bobines de la génératrice peuvent atteindre une longueur maximale de **22,3232 mm**. Elles sont au nombre de **6**, réparties sur **2 pôles**.

La génératrice présente une impédance  $Z_C = 2,50184 + i * 0.39375 \Omega$ . Elle peut générer un courant allant jusqu'à  $I_L = 2,1865$  A, pour une tension  $V_L = 54.6813$  V. A ce courant correspond une charge idéale  $R_L = 22.0736 \Omega$ .



**Figure III.39:** Estimation des paramètres internes de la génératrice pour la mini-éolienne modélisée

Ainsi, les calculs peuvent être effectués pour d'autres vitesses de rotation qui correspondent à d'autres vitesses de vent. Et pour chaque région, en fonction de son profil de vent, correspond un désigne de la génératrice selon la puissance de sortie désirée. La tableau III.12 résume les caractéristiques de la génératrice obtenues pour notre région d'intérêt.

**Tableau III-12:** Caractéristiques de la GSAP modélisée.

<b>Puissance Nominale</b>	$P_n = 105.5 \text{ W}$	<b>Flux magnétique</b>	$\Phi = 5.06 \text{ mWb}$
<b>Tension Nominale</b>	$V_n = 54.7 \text{ V}$	<b>Couple électromagnétique</b>	$T_e = 1.79 \text{ N.m}$
<b>Fréquence Nominale</b>	$f_n = 10.5 \text{ Hz}$	<b>Rendement</b>	$\eta_g = 80.8274\%$ .
<b>Vitesse de rotation</b>	$N = 630 \text{ Tr/min}$	<b>Impédance</b>	$ Z_S  = 2.54 \Omega$
<b>Nombre de Pole</b>	$p = 2$	<b>Facteur de puissance</b>	$\cos(\varphi) \approx 0.9878$

## 5. Conclusion

Dans la chaîne de conversion de l'énergie éolienne, les composants clés sont la turbine et la génératrice. Ce système turbine-génératrice est généralement suivi de convertisseurs qui gèrent la transformation entre alternatif et continu des signaux électriques.

Dans ce chapitre, nous avons répondu de manière technique et technologique à la deuxième partie de la problématique, à savoir le dimensionnement et la modélisation de ces deux composantes essentielles de notre système éolien.

Basé sur le potentiel éolien de la région d'intérêt qui se dégage de l'étude du chapitre 2, le modèle mathématique de la turbine reposant sur l'approche EBM et traduit sous forme de programme Matlab, est validé expérimentalement par des mesures au laboratoire sur la mini-éolienne dont nous disposons. Ledit programme est ensuite utilisé pour estimer la puissance mécanique d'une petite éolienne de rayon optimal selon la vitesse de vent la plus rentable de la région d'étude.

Cette puissance constitue elle-même l'entrée d'un second programme Matlab, regroupant toutes les équations électriques, magnétiques et géométriques régissant le fonctionnement d'une génératrice à aimants permanents qui fournit des résultats comme l'impédance générale, le courant produit à la vitesse nominale, la taille et le nombre de spires maximaux des bobines, ....

Ces valeurs sont censées nous permettre de fabriquer la génératrice la plus adaptée à la turbine modélisée, considérée comme optimale par rapport au profil de la région à faible vitesse de vent étudiée.

Les résultats de ce second programme restent toutefois conditionnés par des données qui ne peuvent provenir que des fournisseurs des composants, comme : la valeur de l'induction de aimants qu'on peut trouver sur le marché, ou le diamètre du fil de cuivre et sa résistance filaire, ...

En fin, les résultats de ce chapitre ne sont qu'une solution parmi plusieurs cheminements possibles, notamment pour le choix du type de génératrice utilisée. Certaines d'autres solutions possibles sont exprimées dans les perspectives de la conclusion générale de ce travail de thèse.

**IV. INTRODUCTION AUX ALGORITHMES DE  
MAXIMISATION DE PUISSANCE ET  
SURVEILLANCE DES SYSTÈMES ÉOLIENS**

## 1. Introduction

L'électronique de puissance est l'ultime étape dans l'extraction du potentiel éolien d'une région, d'une énergie électrique exploitable. Dans ce chapitre, on vient parfaire la réponse à la problématique posée en présentant des algorithmes de contrôle et maximisation de puissance applicables aux convertisseurs liés à notre mini-éolienne.

En effet, deux approches de poursuite du point de fonctionnement maximal, l'une avec connaissance des caractéristiques de la voilure qui a résulté du chapitre précédent, et l'autre sans prise en compte de cette connaissance à priori, sont présentées ici. Les résultats d'un algorithme de cette seconde démarche sont aussi discutés.

En fin, le schéma synoptique d'un module de surveillance de l'éolienne, basé modèle physique inspiré du pronostic énergétique pour la génération d'un indicateur de santé est proposé pour clôturer ce projet.

## 2. Algorithmes de maximisation de puissance

En vue de la modélisation précédente de la chaîne de conversion électromécanique : Turbine + Génératrice, on se retrouve à la sortie de l'éolienne avec un courant alternatif de fréquence variable due à l'entraînement directe de la génératrice par les pales (fonctionnement à vitesse variable) et de puissance qui suit, non linéairement, à cause de la forme de la courbe du coefficient de puissance, le cube de la vitesse du vent.

Comme le contrôle mécanique de la turbine n'est pas envisageable dans le scénario présenté : ni système d'orientation de pales, ni multiplicateur de vitesse, l'idée est de commander les convertisseurs : redresseur et/ou hacheur qui suivent l'éolienne avec des algorithmes qui permettent de tirer le maximum de puissance de cette dernière.

### 2.1. Rappel du Modèle du système éolien étudié et modélisation électrique

Le schéma bloc d'une chaîne de conversion éolienne à vitesse variable se divise en trois sections clés : aérodynamique, mécanique, et électrique/électronique de puissance. La section aérodynamique convertit l'énergie du vent en énergie mécanique, générant un couple qui fait tourner le rotor de la génératrice pour produire de l'électricité (Voir figure 1.14 (**Poitiers 2003**)).

La figure 4.1 représente cette chaîne de conversion étudiée dans le cas où elle est raccordée au réseau (complète). Le couplage des parties aérodynamique et mécanique est représenté par les équations ci-dessous :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{Turbine} = Q \cdot \Omega \\ Q = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot \rho \cdot R^3 \cdot V^2 \cdot C_T(\lambda) \\ C_p(\lambda) = \lambda \cdot C_T = 0,48998 \cdot \sin\left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0,1)}{16,7}\right] - 0,001104 \cdot (\lambda - 3) \\ \lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V} \end{array} \right. \quad (4.1)$$

Avec :

$P_{Turbine}$  est la puissance mécanique de la turbine en W ;

$Q$  est le couple aérodynamique en N.m ;

$\Omega$  est la vitesse de rotation de la turbine en rad/s ;

$\rho$  est la densité de l'air en  $kg/m^3$  ;

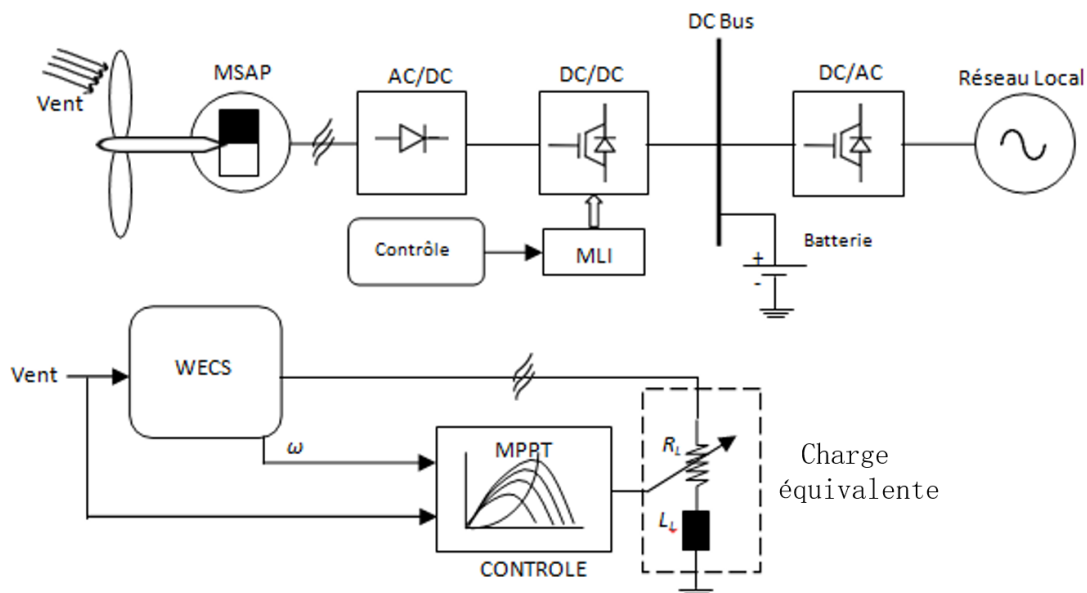
$R$  : Le rayon de la surface balayée par les pales en m ;

$V$  : La vitesse du vent en m/s ;

$C_T$  : Coefficient de couple ;

$C_p$  : Coefficient de puissance ;

$\lambda$  est la vitesse spécifique (TSR).



**Figure IV.1:** Schéma bloc d'une chaîne de conversion éolienne basée sur une GSAP (Cheikh 2020).

Comme le montre les résultats de l'étude du chapitre 3, la courbe du coefficient de puissance possède une valeur maximale  $C_{Pmax}=0.48421$  correspondante à une valeur de TSR :

$$\lambda = 8,21880358.$$

On rappelle que la formule théorique du coefficient de puissance est obtenue en remplaçant l'angle de calage par sa valeur estimée après mesure des dimensions de la mini-éolienne, qui est de  $8^\circ$  (Voir profile géométrique de la mini-éolienne), dans la formule d'estimation la plus appropriée parmi celles rapportées par **(Rechka 2004)**. Cette formule donne des valeurs approchées vérifiées de manière empirique (en prenant en compte le rendement de la génératrice) comme le montre la figure 3.18.

Une forme polynomiale du coefficient de couple présentée dans l'équation 4.2 est obtenue par interpolation des résultats du chapitre 3 (valeurs expérimentales + valeur maximale estimée) :

$$C_T(\lambda) = q_2 \cdot \lambda^2 + q_1 \cdot \lambda + q_0 \quad (4.2)$$

$$\text{Avec : } q_2 = -0,426 \cdot 10^{-3} \quad q_1 = 0,1441 \cdot 10^{-2} \quad q_0 = 0,073977$$

Étant donné que le TSR (rapport de vitesse de rotation) dépend de la vitesse du vent, il présente donc un caractère stochastique. Par conséquent, il est essentiel d'avoir un système de commande pour le maintenir proche de sa valeur optimale en régulant la vitesse de la génératrice ( $\omega$ ), ce qui devient primordial **(Cheikh 2020)**.

Cette solution n'étant pas envisageable dans le scénario qu'on propose pour répondre à la problématique, entre autres à cause de l'entraînement direct, l'idée est de commander la puissance fournie à la charge, elle aussi de nature stochastique dans ce cas, en essayant d'atteindre le point maximal.

### 2.1.1. Modèle de la partie mécanique

Pour un couplage direct, le modèle de la partie mécanique de la turbine est donné par **(Baccar 2017)** :

$$\begin{cases} J \cdot \frac{d\omega}{dt} = \eta \cdot Q - \tau - f \cdot \Omega \\ \omega = \Omega \end{cases} \quad (4.3)$$

Où :

J est le moment d'inertie en  $\text{kg} \cdot \text{m}^2$  ;

$f$  est le coefficient de frottement visqueux en N.m.s/rad;

$\omega$ ,  $\eta$  et  $\tau$  sont respectivement, la vitesse de génératrice, le rendement et le couple électromagnétique de la génératrice.

### 2.1.2. Modèle de la partie électrique

Le modèle électrique équivaut de la GSAP connectée a une charge équivalente, dans le repère (d, q) est illustré par le schéma électrique présenté dans la figure 4.2.

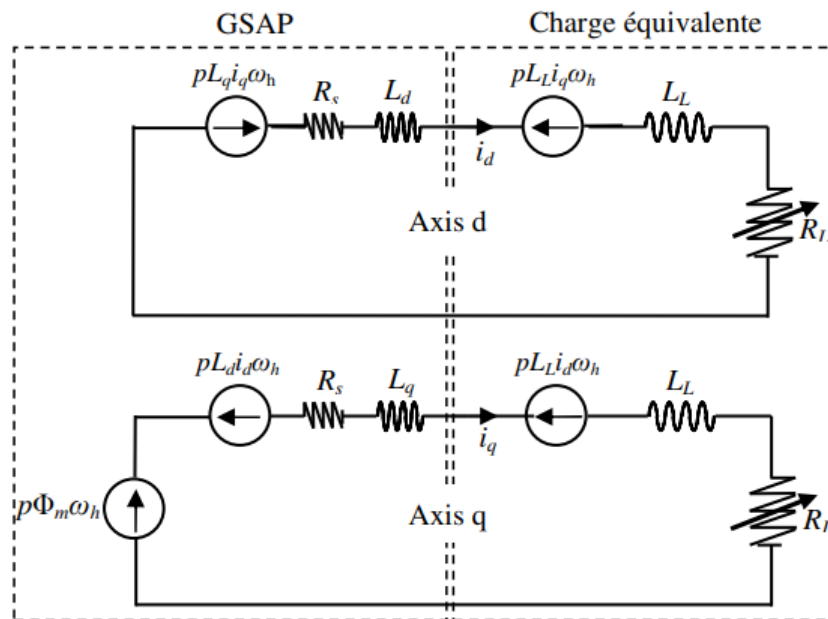
On rappelle que (d, q) est un repère biphasé découplé auquel on accède depuis le repère triphasé (a, b, c) de la machine synchrone via la transformation de Park, elle est définie par la matrice :

$$P_3(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2 \cdot \pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4 \cdot \pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2 \cdot \pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4 \cdot \pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$\theta$  étant l'angle électrique entre une phase statorique et une autre rotorique ;

Les grandeurs physiques dans le repère de Park sont définies par :

$$X_{(d,q)} = P_3(\theta) \cdot X_{(a,b,c)} \quad (4.5)$$



**Figure IV.2:** Modèle électrique équivalent de la GSAP/Charge équivalente dans le repère de Park (Cheikh 2020).

Le modèle d'état électrique est donné comme suit (**Munteanu 2008**) :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_d = -\frac{R_s + R_L}{L_d + L_L} i_d + \frac{p(L_q - L_L)}{L_d + L_L} i_q \cdot \omega \\ \frac{d}{dt} i_q = -\frac{R_s + R_L}{L_q + L_L} i_q - \frac{p(L_d + L_L)}{L_q + L_L} i_d \cdot \omega + \frac{p \cdot \Phi_m}{L_q + L_L} \cdot \omega \end{cases} \quad (4.6)$$

Le couple de la génératrice est donné par :

$$\tau = p \cdot \Phi_m \cdot i_q \quad (4.7)$$

Où

$i_d$  et  $i_q$  sont les composantes (d, q) de courants statoriques ;

$L_d$  et  $L_q$  sont les inductances (d, q) du stator ;

$R_L$  et  $L_L$  sont la résistance et l'inductance de la charge équivalente ;

$R_s$  est la résistance du stator ;

$p$  le nombre de paires de pôles ;

$\Phi_m$  est le flux de l'aimant.

Ainsi, pour un vecteur d'état  $X = [x_1, x_2, x_3]^T = [i_d, i_q, \omega]^T$ , un signal d'entrée  $U = [u_1, u_2] = [R_L, V]$ , et une sortie désirée  $y = i_q$  (et/ou  $i_d$ ), le système de conversion éolien est entièrement défini par le modèle d'état non linéaire de la forme générale (**Munteanu 2008, Battiston 2013, Cheikh 2020**):

$$\begin{cases} \dot{X} = f(X) + g(X) \cdot U \\ y = h(X) \end{cases} \quad (4.8)$$

Où :

$$f(X) = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d + L_L} (-R_s x_1 + p(L_q - L_L) x_2 x_3) \\ \frac{1}{L_q + L_L} (-R_s x_2 - p(L_d + L_L) x_1 x_3 + p \Phi_m x_3) \\ \frac{1}{2J} (\eta \cdot \pi \cdot \rho \cdot R^5 \cdot q_2 \cdot x_3^2 - 2 \cdot f \cdot x_3 - 2 \cdot p \cdot \Phi_m \cdot x_2) \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$g(X) \cdot U = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d + L_L} \cdot x_1 \cdot u_1, & \frac{-1}{L_q + L_L} \cdot x_2 \cdot u_1, & \frac{\eta \cdot \pi \cdot \rho \cdot R^3}{2 \cdot J} (R \cdot q_1 \cdot u_2 \cdot x_3 + q_0 \cdot u_2^2) \end{bmatrix}^T \quad (4.10)$$

$$h(X) = [0 \ 1 \ 0] \cdot X \quad (4.11)$$

## 2.2. Etude des stratégies générales de maximisation de puissance d'une éolienne

Selon (Baccar 2017), on distingue deux stratégies de maximisation de puissance pour les éoliennes : avec ou sans connaissance des caractéristiques de la voilure.

### 2.2.1. Maximisation de puissance sans connaissance de la caractéristique de la voilure

Ces stratégies de commande MPPT qui ne nécessitent pas la connaissance de la caractéristique  $C_p(\lambda)$  reposent sur des algorithmes heuristiques. Parmi les plus utilisés, on peut citer (Le 2022, Tiwari 2016, Munteanu 2008) :

#### *a. Algorithme P&O classique*

Cette méthode consiste à perturber la consigne de commande, comme le rapport cyclique du redresseur ou de l'hacheur MLI, et à observer son effet sur la puissance de sortie. Parmi ses avantages, on trouve sa simplicité et l'absence de capteur mécanique. Cependant, elle présente des inconvénients, notamment un temps de convergence élevé, des oscillations continues de la puissance de sortie, et une sensibilité aux variations brusques de la vitesse du vent.

#### *b. Algorithme floue*

Cet algorithme se base sur des règles comportementales pour converger vers le point de puissance maximale (MPP). Ces règles sont basées sur les variations de la puissance turbine  $\Delta P$ , ainsi que celle de la vitesse de rotation  $\Delta \omega$ . La méthode floue est moins sensible aux fluctuations soudaines de la vitesse du vent et présente une rapidité supérieure à celle de l'algorithme P&O. Les paramètres de l'algorithme flou ne sont pas affectés par les conditions climatiques (température, etc.). Toutefois, il est plus complexe à mettre en œuvre que l'algorithme P&O de base.

#### *c. Algorithme neuronal*

Le modèle RNA est utilisé pour prédire la vitesse de rotation maximale en utilisant les variations de la vitesse du vent et du rayon des pales comme entrées. Ensuite, à partir de la vitesse de rotation maximale, la méthode calcule la vitesse de rotation optimale et détermine le couple aérodynamique  $T_{ref}$ .

Le couple optimal fournit les courants de référence des axes  $q$  et  $d$ , qui sont ensuite appliqués à deux régulateurs PI et à deux étages de découplage, ce qui donne les tensions de référence des axes  $d$  et  $q$ . Ces tensions sont appliquées à deux modulateurs qui fournissent les fonctions de commutation du redresseur, générant ainsi un courant modulé (Meharrar 2018).

### 2.2.2. Maximisation de puissance avec connaissance de la caractéristique de la voilure

Les stratégies de commande, également appelées *contrôle basé sur la relation optimale* (Baccar 2017), utilisent la caractéristique de la voilure  $C_p(\lambda)$  afin de fixer la constante  $K_{op}$  déterminée par la formule :

$$K_{op} = \frac{C_{P-Max} \cdot \rho \cdot R^5 \cdot \pi}{2 \cdot \lambda_{opt}} \quad (4.12)$$

La constante  $K_{op}$  permet d'avoir la relation entre la puissance maximale  $P_{Turbine-Max}$  et la vitesse optimale de rotation  $\omega_{op}$ , définie par :

$$P_{Turbine-Max} = K_{op} \cdot \omega_{op}^3 \quad (4.13)$$

Grace a ces stratégies, il est possible de simplifier l'algorithme MPPT, d'utiliser des convertisseurs plus simples et moins couteux, et de trouver rapidement la consigne à appliquer au régulateur pour la poursuite du point MPP. Parmi ces stratégies de commande on trouve (Baccar 2017) :

#### a. Commande en vitesse

L'algorithme MPPT fonctionne en supposant à chaque instant que le point optimal correspondant a la paire  $(C_{P-max}, \lambda_{opt})$  est atteint. À ce point, les équations (4.12) et (4.13) sont satisfaites. L'algorithme MPPT de commande en vitesse nécessite comme entrée la puissance turbine  $P_t$  permettant, via le rapport  $K_{op}$ , de calculer la nouvelle consigne de vitesse  $\omega$ . La puissance turbine  $P_{Turbine}$  peut être déduite en mesurant le courant et la tension.

Cependant, cette commande présente des difficultés de réglage pour une turbine avec une forte inertie, où une commande en couple pourrait être plus adaptée.

#### b. Commande en couple

Au point MPP, Le couple de la turbine s'écrit :

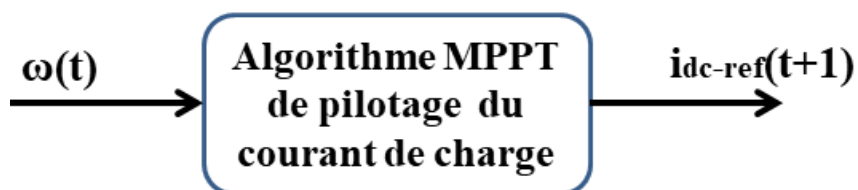
$$\Gamma = \frac{P_{Turbine-Max}}{\omega_{op}} = \frac{C_{P-Max} \cdot \rho \cdot R^5 \cdot \pi}{2 \cdot \lambda_{opt}} \cdot \omega_{op}^2 = K_{op} \cdot \omega_{op}^2 \quad (4.14)$$

L'algorithme MPPT basé sur la commande en couple utilise la vitesse de rotation  $\omega$  comme entrée pour calculer, via le rapport  $K_{op}$ , la nouvelle consigne de couple. Ce dernier est proportionnel au courant  $i_q$ , comme illustré par l'équation 4.7.

Toujours selon (**Baccar 2017**), pour les applications à faible puissance, où l'économie est une contrainte, il est recommandé de calculer la vitesse de rotation à l'aide d'un observateur, en se basant sur la mesure de la tension aux bornes de la génératrice (voir équation 3.38 du chapitre 3 sur la tension induite).

### *c. Commande indirecte par pilotage du courant de charge*

Les commandes en couple ou en vitesse, présentent l'inconvénient d'utiliser des redresseurs MLI, qui sont coûteux et nécessitent des circuits de commande complexes. Mais si ce convertisseur commandé est remplacé par un modèle à diodes, le contrôle de la génératrice devient indirect en ajoutant un hacheur MLI réversible en courant mais non réversible en tension entre le redresseur et la charge. Cet hacheur régule le courant de charge selon le point de fonctionnement de la turbine, assurant une adaptation d'impédance pour maximiser le rendement de l'éolienne. Le capteur mécanique peut être remplacé par un observateur basé sur la mesure de la tension du bus continu  $V_{dc}$ . L'algorithme MPPT prend la vitesse de rotation  $\omega$  comme entrée et fournit le courant de charge  $i_{dc}$  en sortie (**Baccar 2017**).



**Figure IV.3:** Génération du courant de charge de référence par l'algorithme MPPT pour la commande indirecte (**Baccar 2017**).

L'algorithme MPPT suppose que le système est à son optimum tout le temps. Pour un pas d'échantillonnage  $t$ , on mesure à chaque instant la vitesse de rotation  $\omega(t)$ . Le couple de référence de la turbine se déduit alors par :

$$\Gamma_{ref}(t+1) = K_{op} \cdot \omega^2(t) \quad (4.15)$$

Si le pas d'échantillonnage est assez petit, la vitesse de rotation  $\omega(t)$  peut être considérée comme constante à l'instant  $t$ . Le couple électromagnétique de référence est donné à partir de l'équation de l'arbre mécanique par :

$$\tau_{ref}(t+1) = \Gamma_{ref}(t+1) - f \cdot \omega(t) \quad (4.16)$$

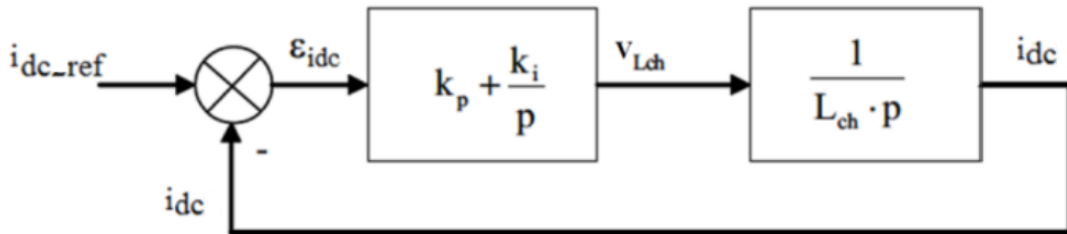
Le bilan de puissance de la génératrice permet par la suite de calculer la puissance électrique de référence délivrée à la charge :

$$P_{\text{électrique-ref}}(t+1) = \eta \cdot \tau_{ref}(t+1) \cdot \omega(t) \quad (4.17)$$

Dans le cas de convertisseur parfait (rendement unitaire), cette même puissance peut être calculée comme :

$$P_{\text{électrique-ref}}(t+1) = v_{dc-ref}(t+1) \cdot i_{dc-ref}(t+1) \quad (4.18)$$

Et pour une tension  $V_{dc}$  constante, la commande de la puissance absorbée revient à piloter le courant de charge  $i_{dc}$ . La figure 4.4 montre la boucle de régulation du courant de charge ainsi obtenu.



**Figure IV.4:**Boucle de régulation du courant  $i_{dc}$  pour une commande indirecte (Baccar 2017).

Où  $L_{ch}$  est une inductance de lissage du courant de la charge.

Les constantes  $K_p$  et  $K_i$  du régulateur PI sont déterminées en étudiant sa fonction de transfert en boucle ouverte et en tenant compte de ses critères de stabilité.

Ainsi, pour une fréquence de bande passante de 15 Htz et une marge de phase de  $\frac{\pi}{3}$  rad, les valeurs de  $K_p$  et  $K_i$  sont obtenus par (Mirecki 2005) :

$$M_{\varphi} = \arctg\left(\frac{K_p}{K_i} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_{bp}\right) = \frac{\pi}{3} \quad (4.19)$$

$$K_i = \frac{1}{2} \cdot L_{ch} \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{bp})^2 \quad (4.20)$$

En fin, l'inductance de lissage du courant de la charge  $L_{ch}$  est calculée en fonction de la réduction d'ondulation de courant  $\Delta I$  voulue. La relation de base pour un convertisseur en mode continu (buck, boost, ou autre) est donnée par :

$$\Delta I = \frac{V}{L_{Ch}} \cdot \Delta T \quad (4.21)$$

Où  $V$  est la tension appliquée à l'inductance ( $V$ ), et  $\Delta T$  est la durée pendant laquelle la tension est appliquée, souvent liée à la période de découpage  $T_s$ .

Dans le cas d'une génératrice alimentant un redresseur et un filtre inductif, l'ondulation du courant est liée à la fréquence de découpage ( $f_s$ ) du convertisseur. L'ondulation du courant dans l'inductance est donnée par :

$$\Delta I = \frac{V_{dc} \cdot (1 - D)}{L_{Ch} \cdot f_s} \quad (4.22)$$

$V_{dc}$  étant la tension de sortie continue après redressement,  $D$  est le rapport cyclique du convertisseur et  $f_s$  est la fréquence de découpage du convertisseur ( $Hz$ ).

Dans la plupart des fiches techniques des régulateurs à découpage, ainsi que dans la plupart des notes d'application et autres textes explicatifs, il est recommandé que l'ondulation du courant crête à crête de l'inductance soit égale (inférieur) à 30 % du fonctionnement de la charge nominale, une valeur de taux considérée comme un bon compromis (**neodenpnp 2025**).

Si on impose une ondulation relative inférieure à 30 %, on peut isoler  $L_{ch}$  :

$$L_{Ch} \geq \frac{V_L \cdot (1 - D)}{0.3 \cdot I_L \cdot f_s} \quad (4.23)$$

Ainsi pour un rapport cyclique de  $D = 0.5$  (permettant le passage de 55 V à une valeur standard de 110 V) et une fréquence de commutation supposée de 10 kHz on obtient :

$$L_{Ch} \geq 4.7268404 \text{ mH}$$

A noté qu'une fréquence de commutation plus élevée implique une inductance plus faible. Ainsi qu'un courant plus élevé qui lui exige une  $L_{ch}$  plus grande pour limiter l'ondulation.

Une valeur légèrement supérieure à  $L_{ch}$  minimum est recommandée pour tenir compte des tolérances et des pertes (neodenpnp 2025).

### 2.3. Commande MLI du générateur éolien basé GSAP

Intuitivement, la commande MLI d'un redresseur (Belakehal 2010) ou celle d'un hacheur qui suit un redresseur à diode (Baccar 2017) couplé à un algorithme MPPT est le plus souvent utilisé afin de maximiser la puissance extraite d'un petit générateur éolien. Ce dernier est constitué d'une turbine à vitesse variable directement reliée à une génératrice synchrone à aimants permanents, elle-même connectée à un bus continu via un convertisseur de puissance MLI. Cette structure globale, largement étudiée en littérature, est représentée par la figure 4.5.

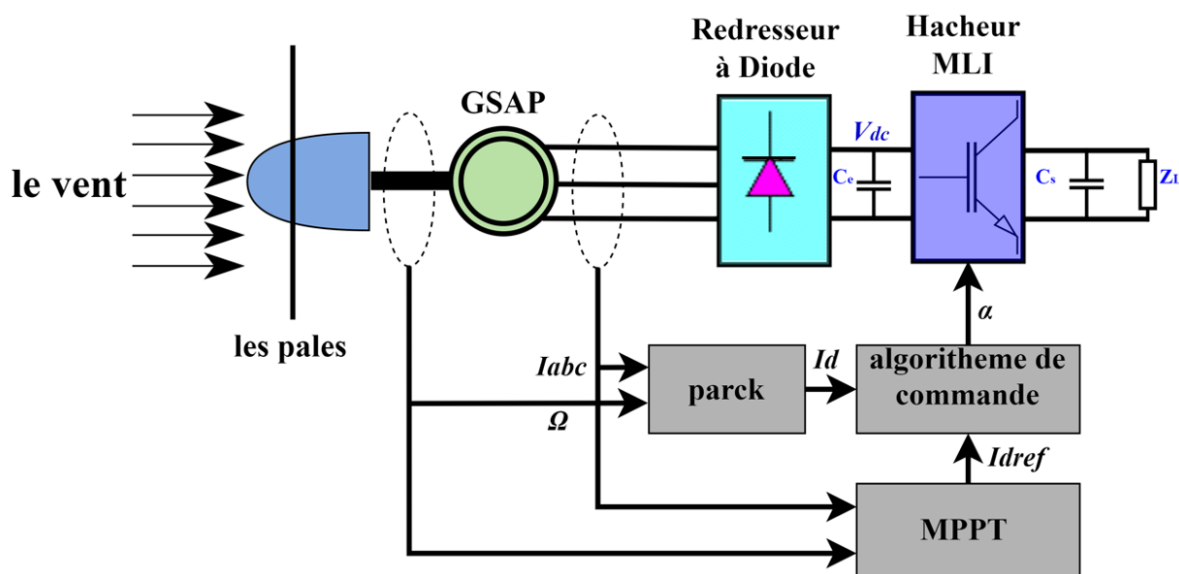


Figure IV.5: Schémas synoptique global de la structure du générateur éolien étudiée.

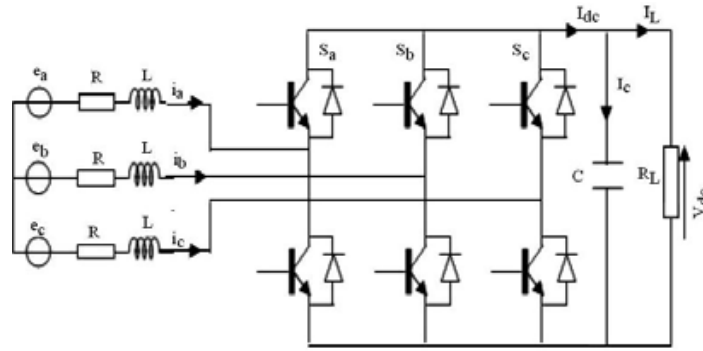
La modélisation, la commande et la régulation de l'électronique de puissance en vue de maximiser l'énergie électrique extraite sont présentées dans ce qui suit.

#### 2.3.1. Modèle du redresseur

Le redresseur est modélisé par des interrupteurs idéaux, de résistances nulles en conduction, et infinies en blocage. Leurs réponses aux signaux de commande sont supposées instantanées. La dynamique de fonctionnement du convertisseur se divise en trois parties : l'entrée alternatif, la section discontinue composée des interrupteurs, et la sortie continue.

Ces interrupteurs permettent de relier le côté alternatif au bus continu. Leurs fonctionnements étant complémentaires. Pour modéliser un redresseur triphasé à diodes ou thyristors, il faut définir, pour chaque interrupteur, les conditions logiques de conduction ( $S_i = 1$ ) ou de blocage ( $S_i = 0$ ), en fonction de l'état des tensions et des courants avec  $i = a, b$  ou  $c$ .

$a, b$ , et  $c$  sont les trois bras du redresseur reliés aux trois bobines qu'on retrouve habituellement sur la génératrice comme le montre la figure 4.6.



**Figure IV.6:** Schéma de l'association MSAP – Redresseur (Belakehal 2010).

Les tensions de phase d'entrée et le courant de sortie peuvent être écrits en fonction de  $S_i$ ,  $U_{dc}$  et les courants d'entrée  $i_a, i_b, i_c$  (Baccar 2017, Belakehal 2010) :

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (4.24)$$

Les équations de tension pour un système triphasé considéré comme équilibré et sans raccordement au neutre peuvent être formulées par :

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = R \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_{S_a} \\ U_{S_b} \\ U_{S_c} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Avec :

$$\begin{aligned} U_{S_a} &= \frac{2 \cdot S_a - S_b - S_c}{3} \cdot U_{DC} \\ U_{S_b} &= \frac{2 \cdot S_b - S_a - S_c}{3} \cdot U_{DC} \\ U_{S_c} &= \frac{2 \cdot S_c - S_a - S_b}{3} \cdot U_{DC} \end{aligned} \quad (4.26)$$

Finalement, l'équation de couplage entre les côtés alternatif et continu est donnée par :

$$C \cdot \frac{dU_{DC}}{dt} = S_a \cdot i_a + S_b \cdot i_b + S_c \cdot i_c - i_l \quad (4.27)$$

Ces équations ramenées au repère synchrone  $dq$  par transformation de Park donnent :

$$e_d = R \cdot i_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega \cdot L \cdot i_q + U_{S_d} \quad (4.28)$$

$$e_q = R \cdot i_q + L \frac{di_q}{dt} - \omega \cdot L \cdot i_d + U_{S_q} \quad (4.29)$$

Avec :

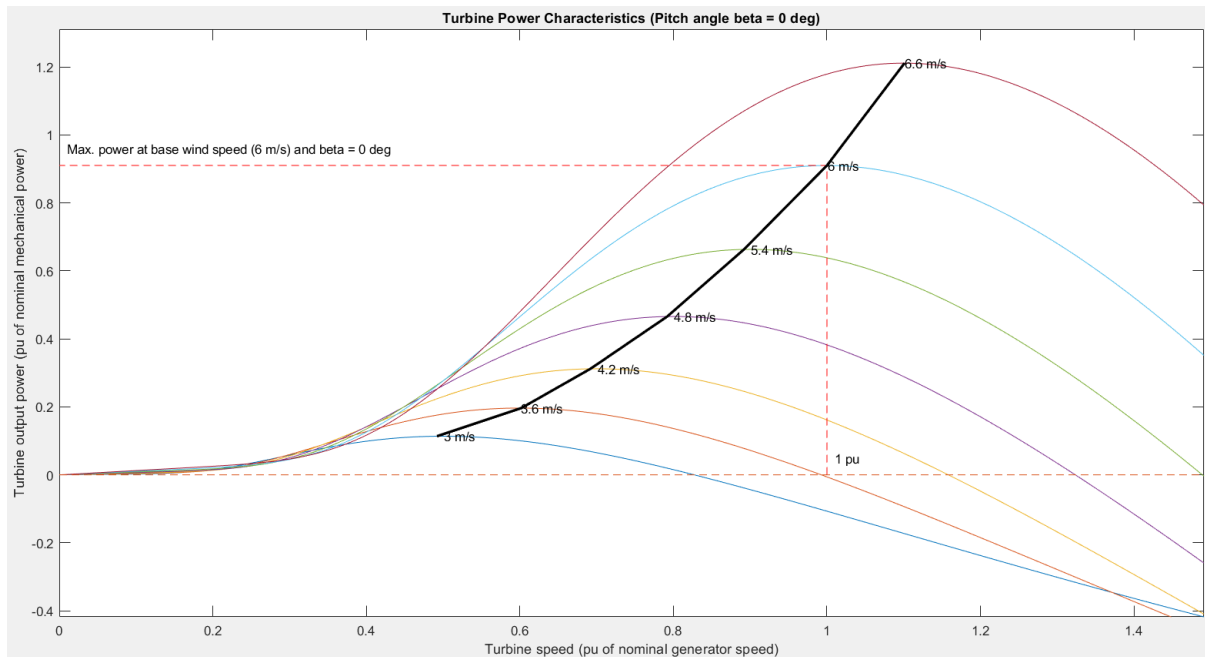
$$S_d = \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot (2 \cdot S_a - S_b - S_c) \cdot \cos(\omega t) + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (S_b - S_c) \cdot \sin(\omega t)$$

$$S_q = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (S_b - S_c) \cdot \cos(\omega t) - \frac{1}{\sqrt{6}} \cdot (2 \cdot S_a - S_b - S_c) \cdot \sin(\omega t) \quad (4.30)$$

### 2.3.2. Commande MLI, contrôle et régulation du générateur éolien basé GSAP

Les résultats des simulations du système éolien basé sur une génératrice de type GSAP, modélisé en chapitre 3 pour les caractéristiques de notre zone d'étude à faible vitesse de vent, et de ses algorithmes MPPT sont présentés et discutés dans cette section.

La figure 4.7, rappelle la caractéristique de puissance de la turbine dimensionnée à une vitesse nominale de vent de 6.84 m/s, de puissance nominale de 190 W. Tandis que les figures 4.10 et 4.11 présentent les sorties du système éolien : courant, tension et puissance en amont et en aval, respectivement, du pont redresseur à diode.



**Figure IV.7:** Caractéristiques de puissance de la turbine modélisée.

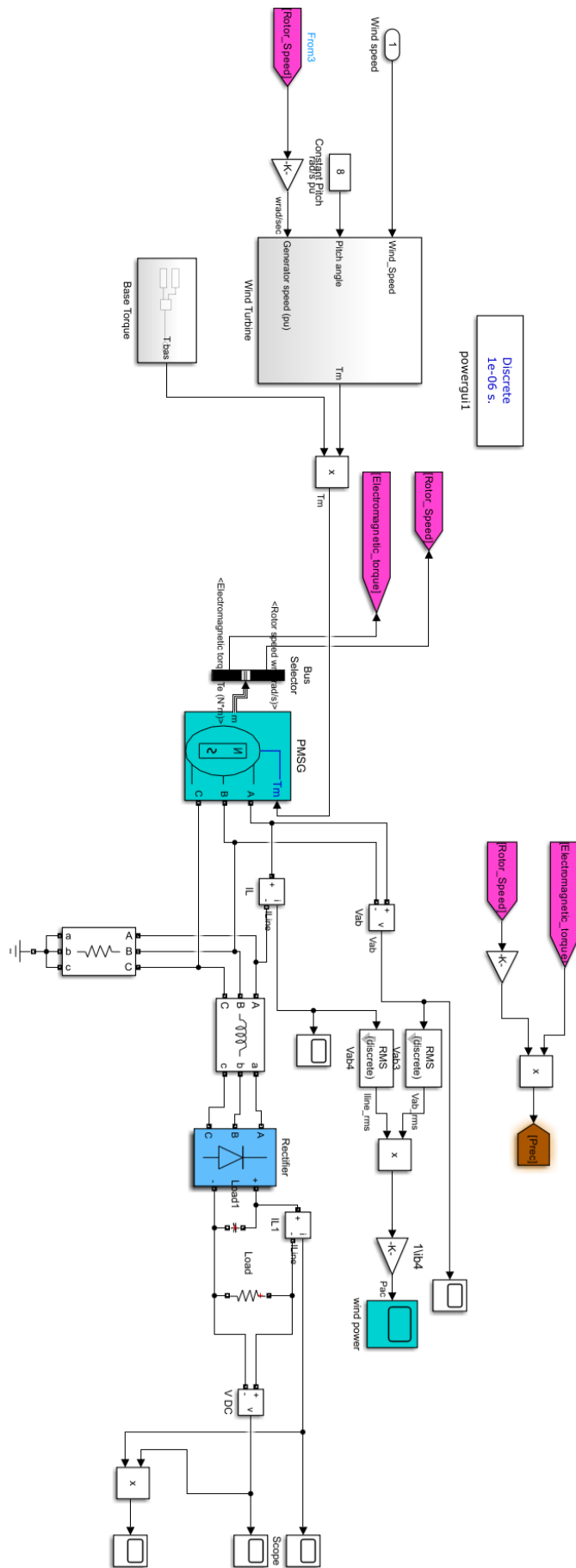
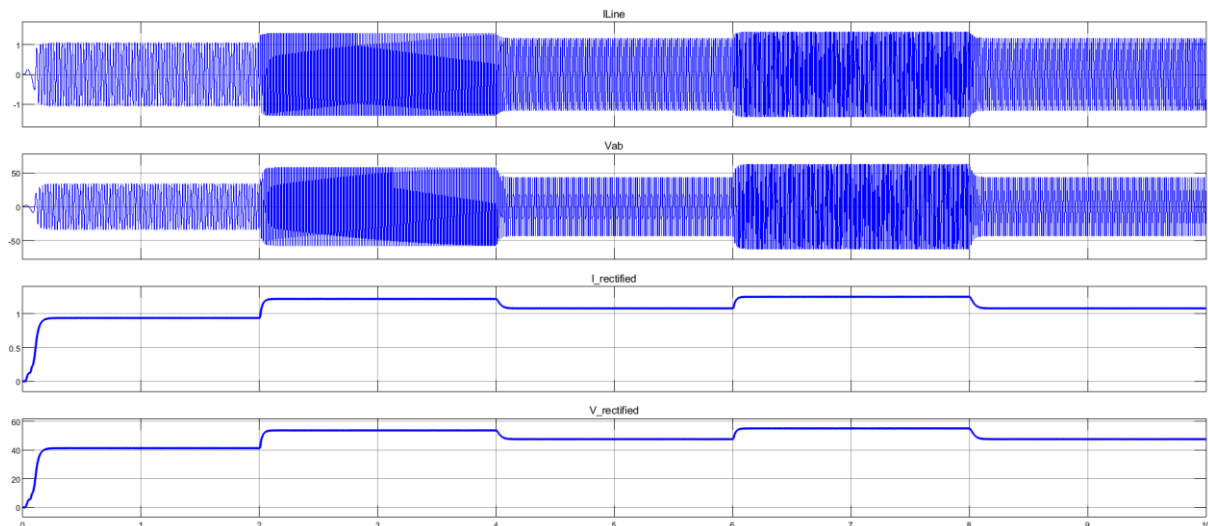
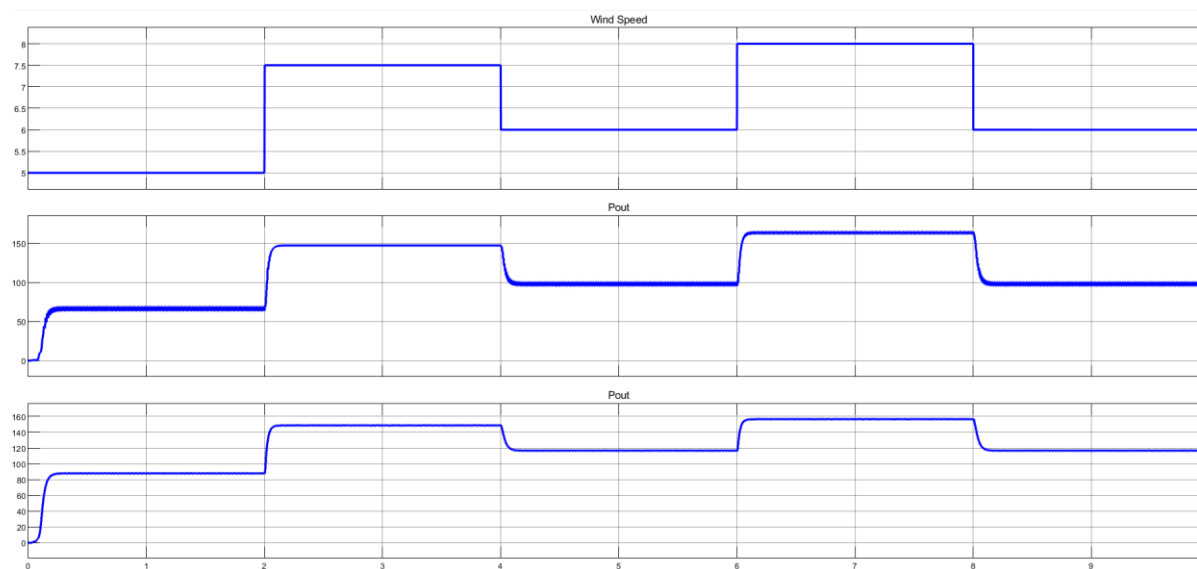


Figure IV.8: Montage Simulink du système éolien modélisé et son redresseur à diode associé.



**Figure IV.9:** Courant et Tension de sorties de l'éolienne avant et après redressement.



**Figure IV.10:** Vitesse de vent et Puissance du signal avant et après filtrage.

On peut voir que les grandeurs de sortie de notre mini-éolienne suivent parfaitement la variation du vent, malgré une légère baisse de puissance notée après le pont redresseur.

Ainsi, pour une vitesse de vent de **7.5 m/s** correspondant a un potentiel éolien de **517,41 W**, on constate une puissance de sortie d'environ **147 W**, ce qui donne un coefficient d'efficacité de **28,41 %** bien loin des **48 % visée**.

Un algorithme P&O classique pour une poursuite aveugle sans connaissance des caractéristiques de la voilure a été simulé pour la poursuite du point de puissance maximale.

Les étapes de sa mise en œuvre et les résultats obtenus sont présentés ci-dessous.

### *a. Algorithme P&O de la poursuite aveugle du PPM*

Les figures 4.12 et 4.13 représentent respectivement l'algorithme P&O de la commande MLI pour l'hacheur boost, qui maximise la puissance dans la charge sans la prise en compte de la connaissance sur les caractéristiques de la voileure et de la génératrice établie précédemment et permettant de poursuivre le point maximal de la courbe de de puissance, ainsi que son implémentation sur *Simulink*.

Cet algorithme étant simple et classique, ses résultats présentés dans la figure 4.14 constituent une bonne base de comparaison pour tout autre algorithme implémenté ultérieurement.

A noté que la modification du rapport cyclique ce fait par augmentation ou diminution de la tension de référence comparée au signal triangulaire pour le contrôle de la largeur de la fenêtre comme le précise l'algorithme P&O de la figure 4.12.

L'implémentation de l'algorithme P&O sous *Simulink* est donné par la figure 4.13.

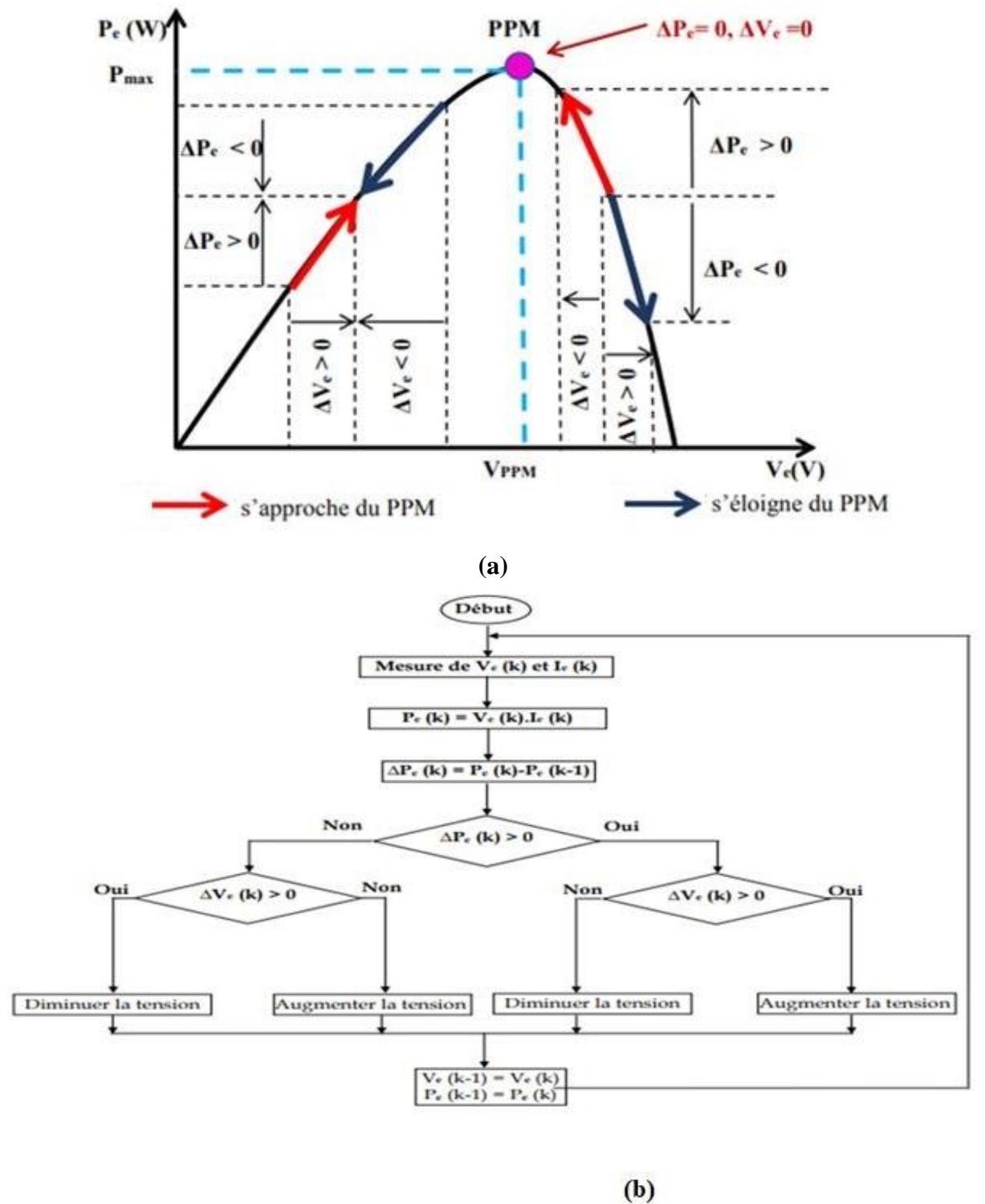


Figure IV.11: Principe de l'algorithme P&O (a), et son organigramme associé (b).

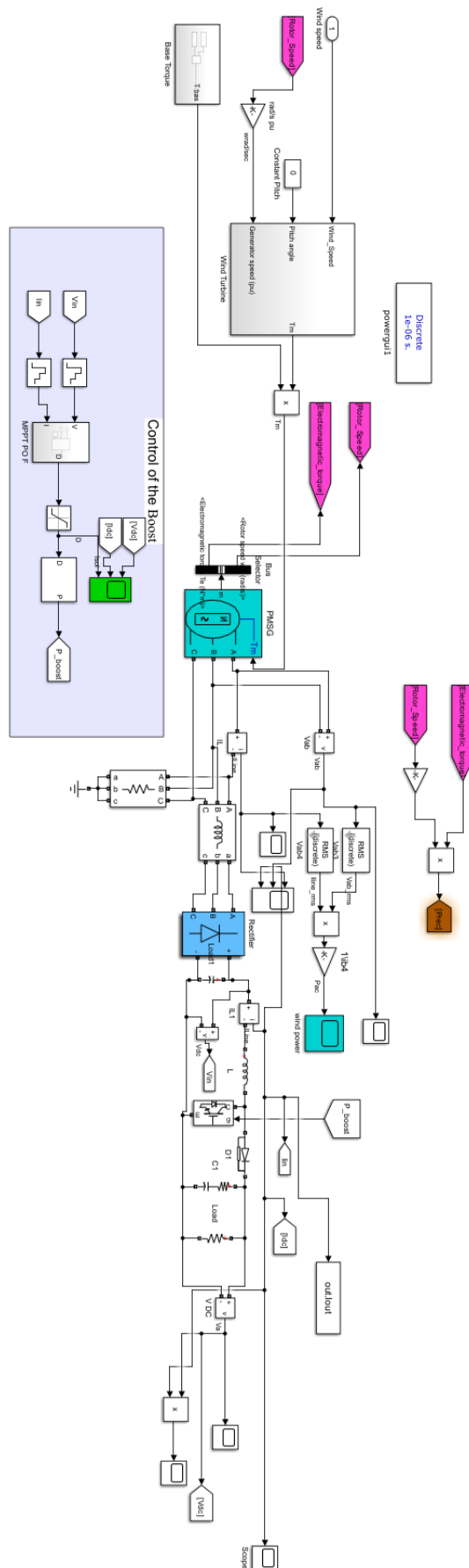
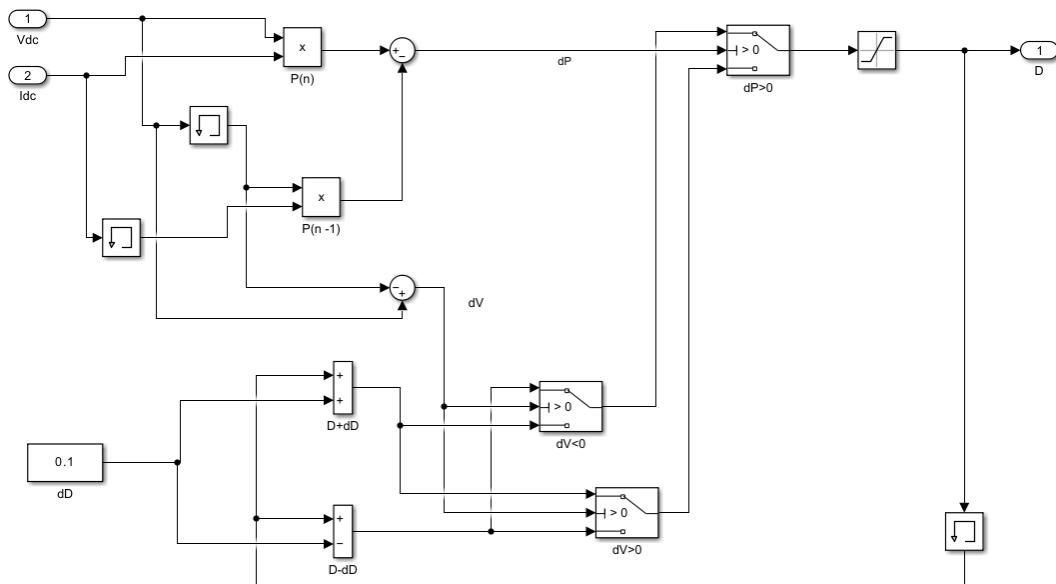
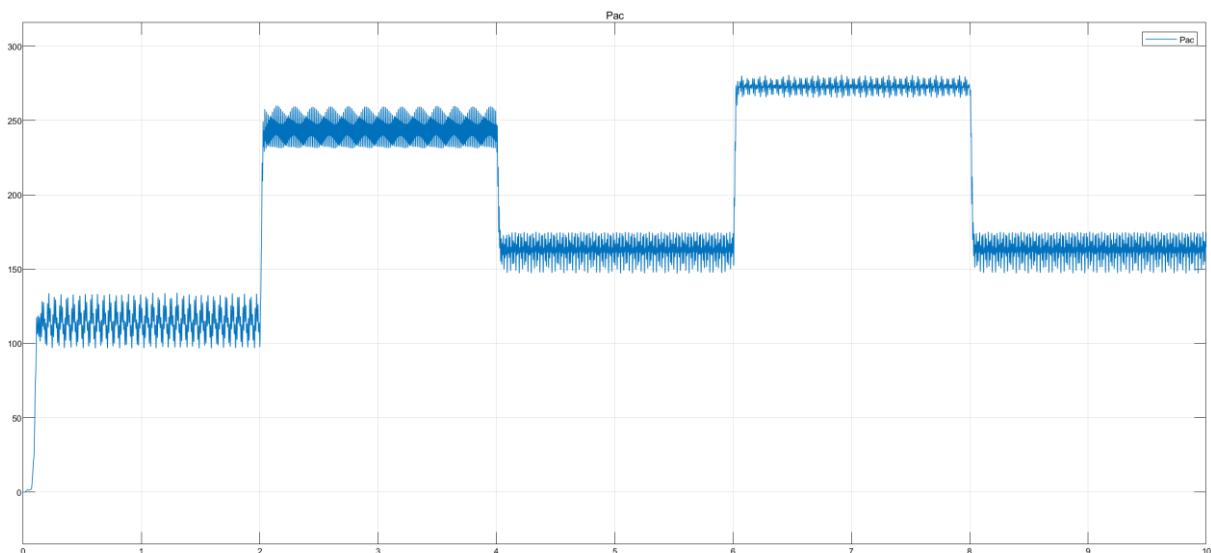


Figure IV.12: Montage Simulink du système éolien modélisé avec sortie redressé et son hacheur MLI commandé par algorithm P&O.



**Figure IV.13:** Implémentation sous Simulink de l'algorithme P&O.

Les résultats de cette implémentation sont représentés sur la figure 4.15.

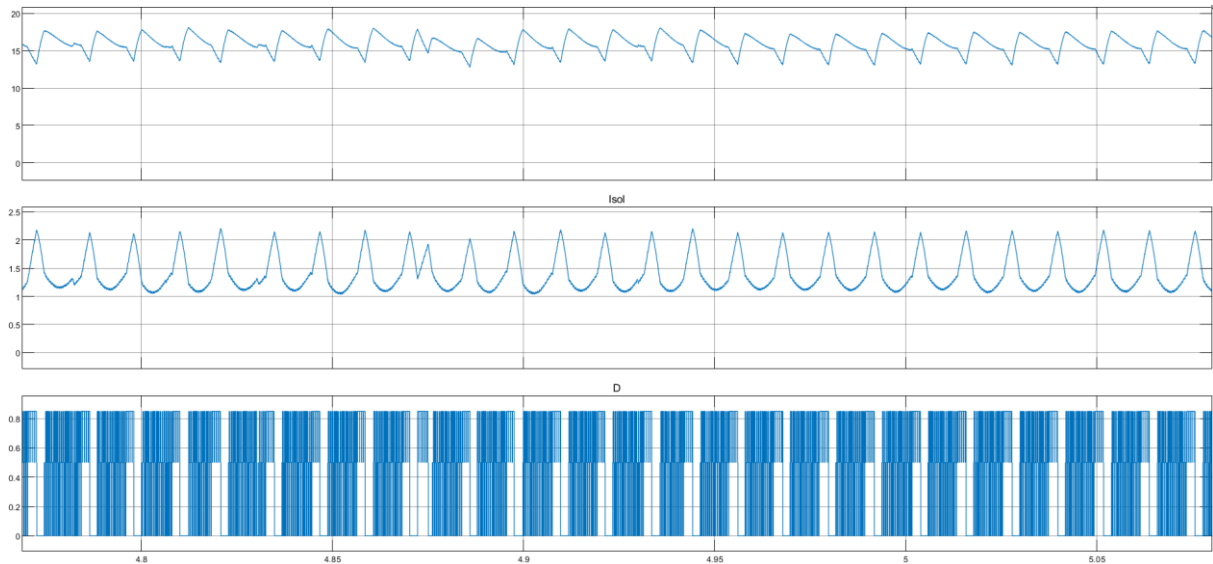


**Figure IV.14:** Résultats de simulation de l'algorithme P&O pour la poursuite du MPP.

Ainsi, pour la même vitesse de vent de  $7.5 \text{ m/s}$ , la puissance électrique produite est d'environ  $237.5 \text{ W}$ , ce qui donne un score de de  $45.9 \%$  pour le coefficient d'efficacité. Un résultat bien plus proche du maximum estimé de  $48.421 \%$ .

Toutefois, la puissance de sortie présente des fluctuations résultantes de la nature même de l'algorithme P&O qui est une approche par encadrement du PPM.

La figure 4.15 montre la perturbation de la tension et la loi de commande issus du bloc MPPT.



**Figure IV.15:** Perturbation de la tension et loi de commande issue du bloc MPPT.

*b. Exploitation des connaissances sur la voilure de la mini éolienne modélisée dans la maximisation de sa puissance de sortie*

Les caractéristiques de la voilure obtenues en chapitre 3 ( $C_{P-max} = 0,48421$ ,  $\lambda_{opt} = 8,218804$ ) permettent de calculer la valeur de la constante de puissance optimale  $K_{op}$  pour la turbine dimensionnée en chapitre 2 ( $R = 0,8521$  m). Cette valeur est donnée par l'équation 4.28.

$$K_{OP} = \frac{C_{P-Max} \cdot \rho \cdot R^5 \cdot \pi}{2 \cdot \lambda_{opt}} = \frac{0,48421 \cdot 1,0756 \cdot 0,8521^5 \cdot \pi}{2 \cdot 8,218804} = 44,71452564 \cdot 10^{-3} \frac{Watt}{rad^2 \cdot sec^{-2}} \quad (4.31)$$

La valeur de la densité de l'air utilisée pour le calcul de cette constante est  $\rho = 1,0756$   $kg/m^3$ . C'est la moyenne des valeurs observées lors de lors du pronostic énergétique.

Les tableaux 4.1 a et b donnent respectivement les valeurs de la puissance maximale pour les différentes vitesses de vent, obtenues pour les premières, par application de la formule (4.13) aux résultats de la partie expérimentale, et pour les secondes, à partir des caractéristiques de puissance de la turbine modélisée sous *Simulink*. La courbe reliant ces points, utilisée généralement pour une commande de type *Look-to-Table* est représentée sur la figure 4.7.

**Tableau IV-1:** Puissance maximale en fonction des vitesses de vent : (a) à partir des résultats expérimentaux, (b) à partir de la simulation

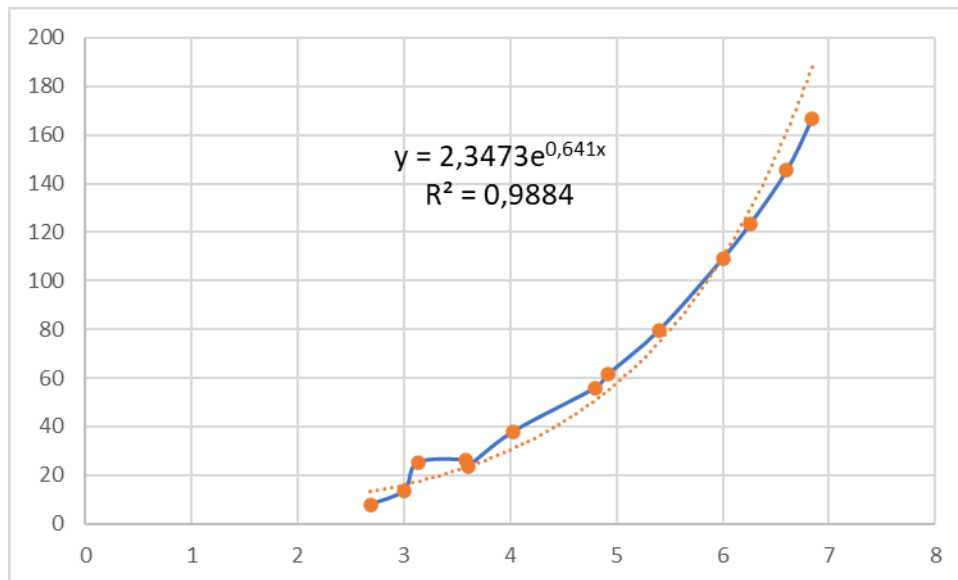
V (m/s)	$\omega$ (rad/s)	Pmax (W)
2,68224	33,5103216	7,855726
3,12928	50,2654825	25,1753836
3,57632	53,4070751	26,1550229
4,02336	56,5486678	37,800095
4,91744	60,0044197	61,378249
6,25856	65,2404074	123,485401
6,839712	65,9734457	166,727907
12,96416	73,3038286	281,145564

(a)

V (m/s)	Pmax (pu)	Pmax (W)
3	0.1137	13.644
3.6	0.1966	23.592
4.2	0.3121	37.452
4.8	0.4659	55.908
5.4	0.6634	79.608
6	0.91	109.2
6.6	1.211	145.32

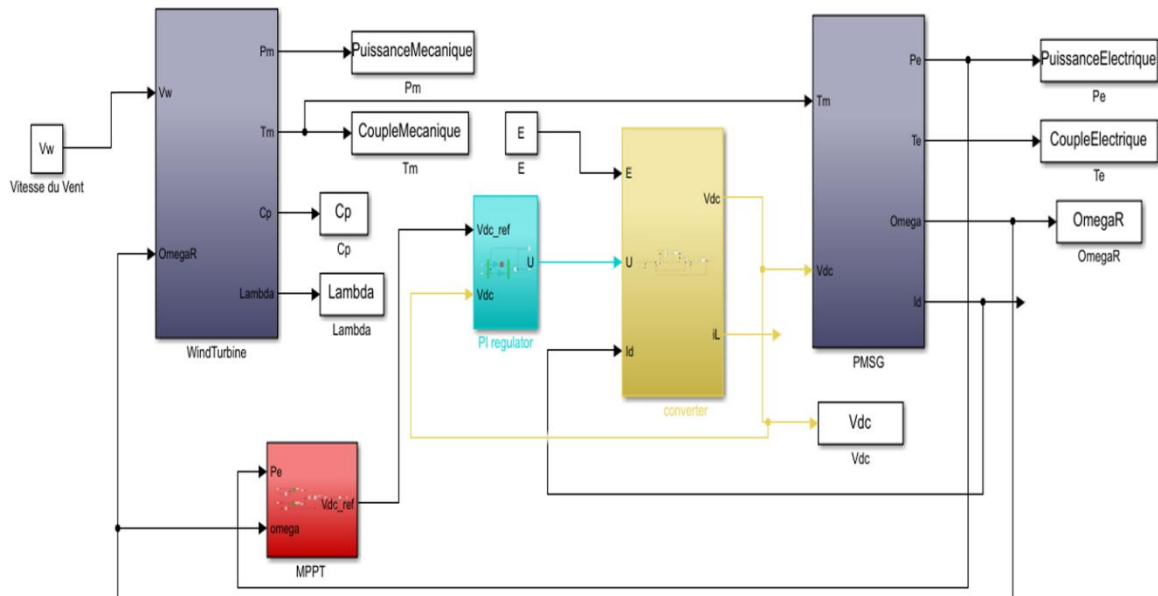
(b)

La figure 4.16 montre la courbe de réponse  $P_{Max}=f(V_{Vent})$  pour ces deux séries de valeurs obtenues expérimentalement (Tableau 4.1-a) et par simulation (Tableau 4.1-b) confondues.



**Figure IV.16:** Courbe de réponse  $P_{Max}=f(V_{Vent})$  de la mini éolienne modélisée.

La figure 4.17 montre le schémas bloc d'une approche indirect de commande de puissance de charge, pour le cas de la prise en compte des connaissances sur la voilure.



**Figure IV.17:** Schéma bloc d'une approche de commande indirecte par pilotage de la puissance de charge avec connaissance des caractéristiques de la voileure.

Le schéma prévoit l'application d'un convertisseur qui donne une tension réglable permettant de bien poursuivre le point de fonctionnement maximal. Mais aussi, un régulateur proportionnel-intégral (correcteur PI) produisant qui génère une sortie proportionnelle à l'erreur sur la tension mesurée. La composante proportionnelle réagit directement à l'amplitude de cette erreur, tandis que la partie intégrale prend en compte à la fois l'amplitude et la durée de l'erreur, permettant ainsi d'éliminer l'erreur statique entre la valeur de référence et la sortie désirée.

À tension fixe, le courant de référence est élaboré puis utilisé pour élever la puissance de la génératrice à sa valeur maximale (**Kazmi 2010, Abdullah 2012, Pande 2021**).

L'implémentation de cette approche pour la poursuite du PPM et la comparaison de ses performances avec ceux de l'algorithme P&O classique sont l'une des perspectives primaires de ce travail de recherche.

### 3. Surveillance du système éolien

La dernière étape de ce projet concerne la proposition d'un système de surveillance de notre mini-éolienne basé sur le pronostic énergétique et sur la connaissance de son modèle physique établis précédemment.

En effet, la ville de Naama se trouve dans une zone désertique, qui souffre presque toute l'année de tempête de sable dont résulte un dépôt de sable dans les engrenages.

Ce dépôt cause des défaillances qui entraînent la dégradation de la partie mécanique des éoliennes et la diminution de la production d'énergie électrique.

Le système proposé a une architecture basé modèle physique, et suit une logique de maintenance prévisionnelle afin de générer un indicateur de santé permettant d'organiser l'entretien de ladite éolienne.

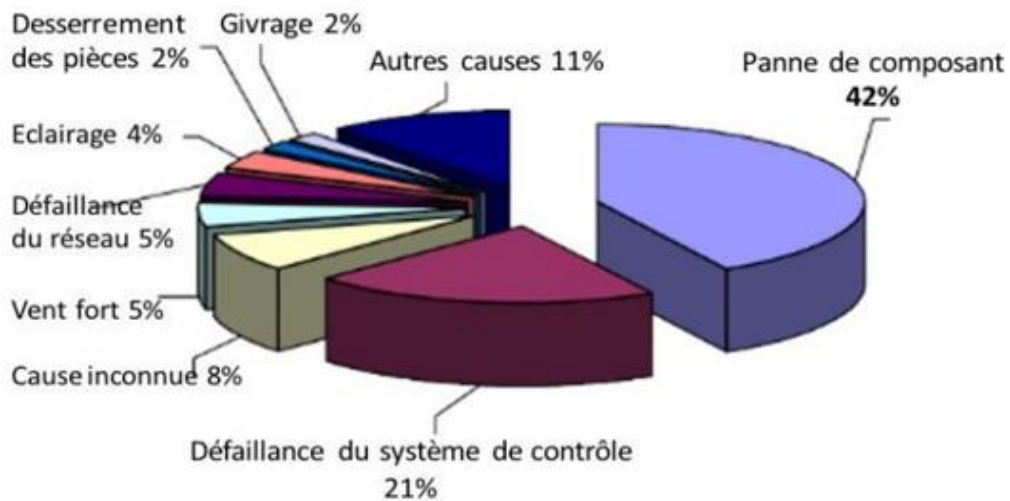
Ce paragraphe a plus globalement pour objectif de présenter quelques notions générales de maintenance et de montrer l'intérêt d'un système de surveillance de l'état de santé de l'éolienne dans l'optimisation de sa maintenance.

### **3.1. Notions de maintenance industrielle**

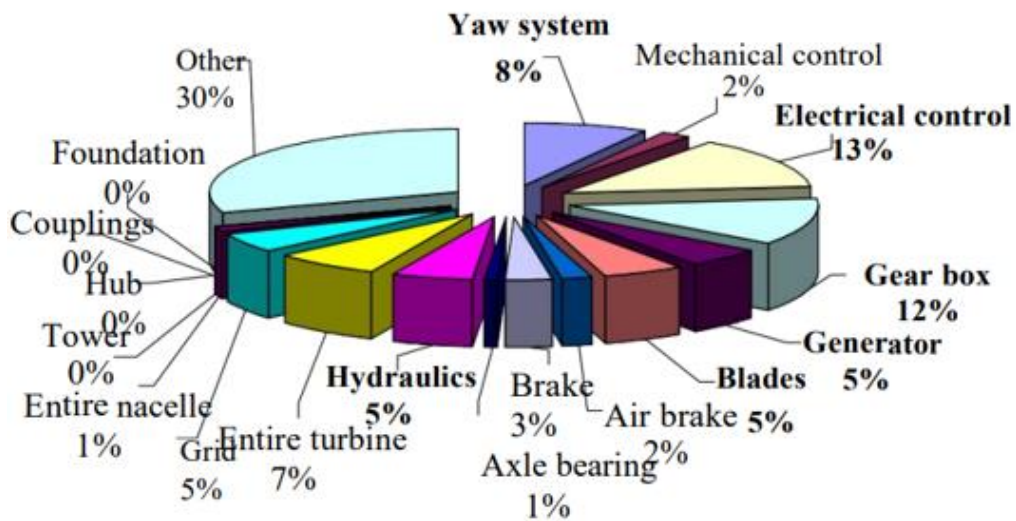
Selon AFNOR, la maintenance regroupe toutes les actions visant à maintenir ou rétablir un bien en état spécifié de fonctionnement pour assurer un service déterminé, tout en optimisant les coûts. Le service maintenance doit mettre en œuvre la politique de maintenance devant permettre d'atteindre le rendement maximal des systèmes de production (AFNOR, 2002).

Nombre de travaux se sont concentrées sur la modélisation de la maintenance des systèmes éoliens afin de minimiser les coûts et maximiser le temps de fonctionnement. La plupart de ces études se focalisent sur l'optimisation de la maintenance préventive mais peu d'entre eux s'intéressent à la maintenance conditionnelle (CBM). Or, l'approche conditionnelle, voir prévisionnelle est très prometteuse en particulier pour des systèmes vieillissants et soumis à l'usure dont la défaillance a un impact important sur le coût d'exploitation du système ou sur la sécurité (Deloux, 2008), tels que des systèmes éoliens soumis aux tempêtes de sable et aux aléas météorologiques (givrage, grande variation de température, ...).

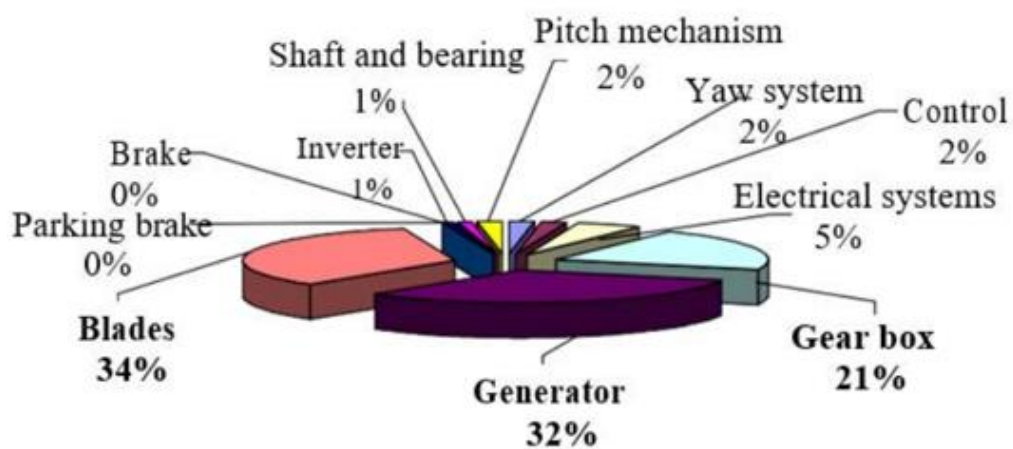
Les figures 4.18 et 4.19 présentent respectivement la hiérarchie classique des politiques de maintenances ainsi que les causes connues des défaillances dans les grandes éoliennes.



**Expérience allemande**

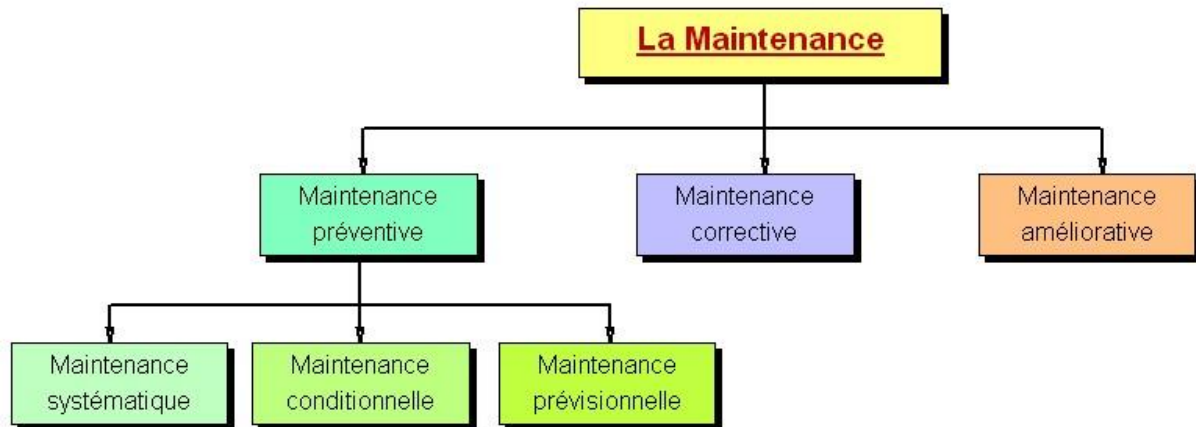


**Royaume-Uni**



**Pays-Bas (offshore)**

Figure IV.18: Causes de défaillances des éoliennes (Andrawus 2008).



**Figure IV.19:** Les différents types de maintenance.

### 3.1.1. Stratégies de maintenance classique appliquées aux éoliennes

Les éoliennes sont souvent acquises avec des contrats de 2 à 5 ans, incluant des garanties et des plans de maintenance préventive et corrective. Une fois ces contrats expirés, les exploitants de parcs éoliens continuent généralement ces stratégies adoptées lors de l'acquisition pour l'entretien et la maintenance des éoliennes (Bouzoubaa 2021) :

#### *a. Maintenance préventive des éoliennes*

Elle consiste en des vérifications régulières, des tests et de l'entretien afin de minimiser les réparations majeures (arrêt du système et application d'une maintenance corrective). Deux fois par an, un contrôle complet est réalisé à l'aide d'une liste spécifique à chaque turbine et permet de mettre à jour le dossier d'entretien de chacune d'elles. Cela inclut l'inspection des boîtes de vitesses, des niveaux d'huile, des fuites, des câbles, et la vérification des vibrations anormales lors du fonctionnement. Le disque de frein, l'équipement d'urgence, la sécurité des fixations et des boulons (p. ex. fixation de la pale, retenue de boîte de vitesses, boulon de base de la tour), les systèmes de freinage, l'alignement de l'arbre à grande vitesse, la performance de la nacelle, la sécurité des terminaisons de câble, ... sont aussi vérifiés.

Des tâches comme le graissage des roulements, l'étalonnage des tangages et le remplacement des filtres à huile sont également effectués.

#### *b. Maintenance corrective des éoliennes*

Cette stratégie est réalisée en réponse à l'usure des composants ou à des défauts due à des erreurs humaines, des défaillances de conception ou des conditions d'exploitation, comme la surtension, les vibrations excessives, la basse pression d'huile, les erreurs de lacet (*yaw error*),

ou de tangage (*pitch error*), l'activation prématurée des freins et les défaillances de synchronisation ou de perte de connexion au réseau.

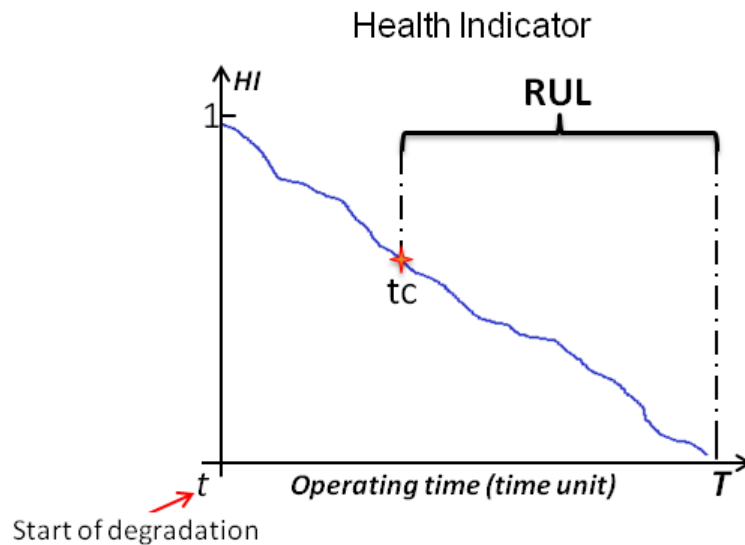
Les problèmes sont souvent détectés soit lors d'inspections de routine, soit quand les systèmes de protection arrêtent la turbine en raison d'une anomalie détectée.

### 3.1.2. Maintenance prévisionnelle, Surveillance et Indicateur de santé du système éolien

Or, les approches conditionnelle (**Doitteau 2015**) et prévisionnelle (**Azeli 2022**) sont plus efficaces que l'approche systématique car elles intègrent des informations sur l'état courant du système et son environnement dans le processus de décision. Ces données sont généralement issues d'un système de surveillance.

Une approche classique de la maintenance conditionnelle (CBM) consiste à modéliser la défaillance d'un système comme un processus stochastique monotone dans le temps. Ce processus reflète une dégradation progressive et continue du système. Lorsque le niveau de dégradation atteint ou dépasse un seuil prédéfini, le système est considéré en état de défaillance (**Deloux 2008**). C'est la définition même d'un indicateur de santé qui permet entre autre de prévoir la durée de vie utile avant défaillance communément appelée le *RUL* pour *Remaining Useful Life*.

En effet, l'Indice de Dégradation (*DI*) ou Indicateur de Santé (*HI*) est un signal calculé, 1D, pertinent, déduit des paramètres de fonctionnement et des données de supervision d'un système surveillé, reflétant dans le temps son état de santé non observé et révélant son niveau de dégradation caché quelle que soit l'application (un profil de fonctionnement). Dans le cas idéal, HI a une tendance monotone, strictement décroissante de un à zéro, où  $HI = 1$  signifie un nouveau système sain et  $HI = 0$  signifie un système défaillant. La figure 4.20 montre la relation entre *HI* et le calcul du *RUL* (**Sekkal 2016**).



**Figure IV.20:** Forme générale d'un indicateur de santé - Cas idéal.

Par conséquent, le *RUL* peut être calculé par :

$$RUL = T - tc \quad (4.32)$$

Où  $T$  est une variable aléatoire qui caractérise le temps jusqu'à la défaillance, et  $tc$  est l'instant présent.

En plus de la capacité à prendre en compte des défaillances multiples et de différents modes, l'indicateur de santé peut être vu comme le caractérisant d'un mode de défaillance unique et global pour lequel la connaissance ou l'information est partielle ou non totalement disponible.

En effet, la défaillance du système est à deux modes :

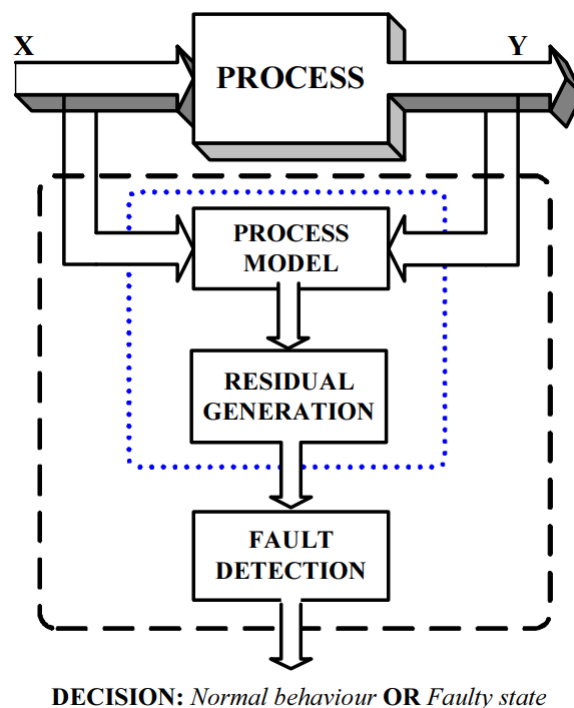
- Un processus de vieillissement progressif et irréversible au fil du temps sans régénération possible ;
- Des défaillances de type chocs, tel que le détachement d'une pale par exemple (**Hadjidj 2019**), provoquant un niveau sévère de dégradation. Cette dégradation assimilée à un environnement stressant entraîne l'arrêt brutal du système.

Mais il faut noter qu'en pratique, en raison de la complexité des systèmes et de l'influence de multiples variables et de l'environnement sur les modes de fonctionnement, il est difficile, dans la majorité des cas, de réduire les modes de défaillance à un unique processus de dégradation (**Deloux 2008**).

### 3.1.3. Approche basée « modèle physique » de la maintenance prévisionnelle

Contrairement à l'approche « basée sur les données » de la maintenance prévisionnelle, qui utilise principalement des méthodes de *Machine Learning (ML)*, pour apprendre à partir de données capteurs, le comportement de dégradation d'un système, pour déduire son état actuel et prédire son état futur, sous certaines conditions, l'approche basée « modèle physique » utilise un système d'équations continues pour modéliser l'évolution temporelle de dégradation des composants sous forme de série chronologique, pourvue qu'un modèle dynamique existe pour toute l'ingénierie du système dans son ensemble associant des données d'entrées disponible avec l'état correspondant du système (Sekkal 2016).

Les indicateurs de santé dans ce cas sont les résidus des comparaisons successives entre l'état "réel" donné par la surveillance du système ou l'observation de ses sorties, et l'état "estimé" donné par le modèle (le système d'équations continues), comme le montre la figure 4.21 (Lipnickas 2006).



**Figure IV.21:** Schéma général de génération de résidus et détection de défauts basées modèle physique de processus (Lipnickas 2006).

Il faut noter qu'en situation réelle, les deux approches sont généralement hybridées (Sekkal 2016).

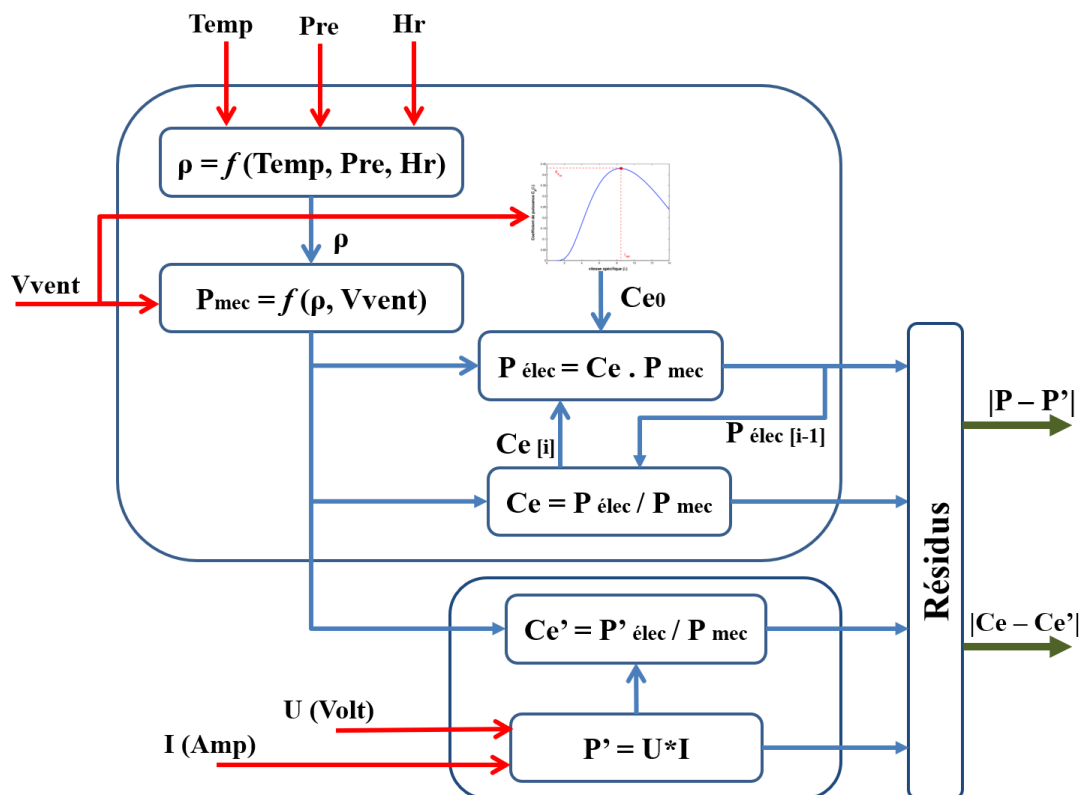
### 3.2. Le système de surveillance de la mini-éolienne

Un système de surveillance augmente le niveau de connaissance sur l'état du système et change les critères de décision concernant les comportements en politique de maintenance.

Si le niveau de connaissance sur le système est élevé, il devient possible de retarder une éventuelle maintenance préventive. Le seuil de remplacement préventif a tendance à augmenter. La fréquence des inspections peut diminuer. Le temps d'indisponibilité de la production énergétique est donc réduit.

La figure 4.22 donne le schéma synoptique de la structure proposée pour la surveillance de notre mini-éolienne basé sur son modèle établie en chapitre 3 ainsi que son pronostic énergétique.

Cette structure combine dans la prédiction du coefficient d'efficacité ( $C_e$ ) entre la connaissance établie expérimentalement de l'équation  $C_e = f(V_{vent})$  et un modèle **Markovien** pour les durées de vie qui stipule que : La dégradation à un instant donné de décision ne dépend que du niveau de dégradation à la décision précédente et de l'intervalle de temps entre ces deux instants (**Deloux 2008**).



**Figure IV.22:** Schéma général de génération des résidus par le système de surveillance de la mini-éolienne.

Des informations partielles sur l'état du système peuvent être obtenues en surveillant des covariables facilement observables, comme les vibrations, la température, le taux d'humidité, la variation de la pression atmosphérique, ...etc.

Il est à noter qu'encore moins de travaux développés dans le cadre de l'optimisation de la maintenance intègrent ces informations dans le processus de surveillance. Il est pourtant clair que certains facteurs, comme par exemple des vibrations excessives pour lesquelles le système n'a pas été spécialement conçu, peuvent accélérer sa dégradation (**Deloux, 2008**).

Par ailleurs, la même approche développée dans un cadre fiabiliste, permettant de modéliser et prédire les effets de la houle et/ou des rafales de vents sur les performances de fonctionnement des systèmes éoliens et l'une des perspectives essentielles de notre travail.

Il faut néanmoins rappeler que :

- Les structures basées modèle physique sont spécifiques aux systèmes physiques pour lesquelles ont été développé ;
- Une défaillance peut conduire à un changement dans le modèle physique du système ;
- Un environnement stressant, comme les tempêtes de sable peut influencer les sorties du système.

Toutefois, les modules et les attaches de cette structure peuvent être reproduit pour d'autres éoliennes de tailles plus au moins importantes, mais pas sans une étude expérimentale préalable qui permettra de déterminer avec exactitude les caractéristiques mécaniques et électriques de ces dernières.

## 4. Conclusion

En entrainement direct, la mini-éolienne modélisée produit un signal électrique alternatif de fréquence variable correspondant à la variabilité de la vitesse du vent, d'où le besoin d'une double conversion. Une première conversion AC – DC qui fournit, après filtrage, un signal continu le plus lisse possible, car étant dans une région à faible vitesse de vent, les ondulations du signal fourni par l'éolienne sont d'autant plus importantes que le nombre de pôles est réduit. Et une éventuelle conversion DC – AC pour des charges alternatives, ou pour une connexion au réseau.

La conversion AC – DC peut se faire grâce à un redresseur MLI, ou bien un redresseur simple doublé par un hacheur MLI afin de pouvoir leur appliquer des algorithmes de

maximisation de puissance. La perspective de pouvoir augmenter le nombre de pôles nous a fait choisir cette seconde option.

Dans ce chapitre, nous avons présenté globalement les modèles mathématiques des composantes du système de conversion d'énergie éolienne : modèles de la voilure, de la machine synchrone à aimants permanents et du redresseur.

Ensuite, on a fait un état des lieux des algorithmes de maximisation du rendement les plus communs pour notre éolienne de petite puissance dédiée aux sites isolés.

Nous avons utilisé un algorithme MPPT ne nécessitant pas la connaissance de la caractéristique de la voilure de type P&O. Les résultats obtenus ont prouvé le succès de l'approche utilisée à la satisfaction de la poursuite du maximum de rendement. Ces résultats peuvent être utilisée comme base de comparaison pour des algorithmes plus avancés.

Les lois de commande avec connaissance de la caractéristique de la voilure  $C_p(\lambda)$  ont été détaillée, et le schémas bloc d'une commande indirecte par pilotage de la puissance de charge est introduit.

En fin, et après un exposé des pannes usuelles des éoliennes traitées généralement par approches préventive ou corrective, un dernier paragraphe qui consiste à proposer un modèle de surveillance dans le cadre d'une maintenance prévisionnelle pour notre systèmes éolien se dégradant graduellement et continuellement sous des contraintes opérationnelles et environnementales stochastiques, a abouti à la proposition d'un schéma synoptique de ce dernier.

## **CONCLUSION ET PERSPECTIVES**

L'énergie éolienne, une ressource renouvelable captée par les aérogénérateurs, permet de produire de l'électricité. Cette technologie est en pleine expansion mondiale, y compris en Algérie, où l'État favorise son développement et son industrialisation en investissant, d'un côté dans des études pour identifier les meilleurs sites pour des parcs éoliens fiables sur tout le territoire national, et dans la conception et la future production d'aérogénérateurs efficace ainsi que leur maintien à un niveau de production optimal, de l'autre.

Une piste prometteuse consiste à exploiter de petites éoliennes dans des régions du pays classées à faibles vitesses de vent, pour des applications isolées ou comme sources auxiliaires connectées au réseau électrique.

Les travaux de cette thèse reposent sur une étude, des investigations scientifiques, des analyses des concepts et de modèles pour la prise d'une décision judicieuse quant à la faisabilité de l'installation ou non de petites éoliennes dans ces régions et de la taille de ces dernières et qui répondent à toutes les attentes d'un pronostic énergétique. Surtout que cette notion de petites éoliennes nous soulage du poids de normes de sécurité et d'environnement.

Ces travaux ont été menés avec une méthodologie et des techniques d'appoints, qui combinent modélisation, collecte de données et leurs analyses pour diverses variantes de conception structurelle, pour aboutir à un choix optimal parmi toutes les valeurs étudiées.

De ce fait, cette thèse s'adresse aux études d'intégration de petites éoliennes dans une région non traitée auparavant, caractérisée principalement par une faible densité de puissance due aux faibles vitesses de vents mais qui sont omniprésents. Cette région est bien celle de la ville de Naama située dans les hauts plateaux de l'ouest Algériens.

L'étude commence par une évaluation de la ressource éolienne de la région d'intérêt, en utilisant la fonction probabiliste distribution de **Weibull** pour modéliser la vitesse et la densité de puissance du vent. Selon l'analyse effectuée via Matlab, **la densité de puissance moyenne annuelle** est de **121.54 W/m<sup>2</sup>**, pour **une vitesse moyenne de vent** de **4.43 m/s**.

La connaissance détaillée des paramètres d'échelle, **C** et de **forme, K** de la distribution de Weibull de valeurs respectives **4.93 m/s** et **1.55**, indique que la région dispose d'une qualité limite moyenne des vitesses de vent.

La valeur du paramètre  $K$  suggère que la région arde des vents quotidiens, ce qui présente un avantage important à l'exploitation éolienne, mais de grande variabilité autour de la moyenne ce qui handicape sérieusement la conception de l'éolienne optimale.

La période la plus propice à la production d'énergie éolienne dans cette région fut déterminée par classification des jours puis des mois les plus venteux. L'analyse mensuelle montre des valeurs plus élevées en hiver et en automne. De ce fait, la cartographie des mois les plus venteux conclue que la période entre Mai et Septembre est la plus propice à la production d'énergie éolienne dans la ville de Naama.

L'autre point est que la classification non supervisée des jours en fonction de leurs moyennes des vitesses de vent et des densités de l'air indique que les valeurs  $8,4038 \text{ mph}$ , soit  $3,7568 \text{ m/s}$  et  $1.0758 \text{ Kg/m}^3$  sont toutes indiquées pour l'estimation de la densité de puissance dans la région d'étude. Ces valeurs correspondent parfaitement à ceux retrouvées pour la distribution de Rayleigh des vitesses de vent (sans les rafales). Cette valeur de la densité d'air fut nécessaire pour un pronostic énergétique éolien plus exact dans la région d'intérêt.

Ensuite, il a été possible d'identifier le diamètre optimal de la mini-éolienne après un pronostic énergétique qui a nécessité une détermination expérimentale de la courbe de réponse de la mini-éolienne dont on dispose au laboratoire afin de l'utilisée comme étalon pour les modèles mathématiques de la turbine reposant sur l'approche EBM et de la génératrice à aimants permanents.

En effet, nous avons démontré qu'une turbine de **1.7 m de diamètre** avec **6 pales** pourrait produire en moyenne, une puissance électrique de **88.46 W**, chaque heure tous le long de l'année, avec un facteur de charge de **26.9 %**. La turbine atteint un pic de production de puissance mécanique de **189.15 W** pour une vitesse de vent nominale de **6.84 m/s** et un  $C_p$  maximum de **48.421 %**, tandis que sa génératrice a **2 pôles** et **6 bobines** présente un rendement de **80.82 %** à une vitesse de rotation de **630 Tr/min** qui correspond à cette vitesse de vent nominale.

L'électronique de puissance clôture la chaîne de conversion de l'énergie éolienne. On a proposé un redresseur à diode simple (Non commandé) doublé par un hacheur MLI pour la conversion AC – DC auquel on a appliqué un algorithme de maximisation de puissance.

Nous avons utilisé un algorithme MPPT ne nécessitant pas la connaissance de la caractéristique de la voilure de type P&O. Les résultats obtenus ont prouvé le succès de

l'approche utilisée à la satisfaction de la poursuite du maximum de rendement. Ces résultats peuvent être utilisés comme base de comparaison pour des algorithmes plus avancés.

En fin, on a proposé un modèle de surveillance dans le cadre d'une maintenance prévisionnelle pour le système éolien se dégradant graduellement et continuellement sous des contraintes opérationnelles et environnementales stochastiques.

**L**es perspectives, pour compléter ou au moins améliorer ce travail, sont aussi vastes que les différents domaines qu'il explore. Certaines sont directes, les autres nécessitent une étude plus approfondie. Notamment :

- La réalisation via impression 3D de la turbine modélisée et de sa génératrice et faire des tests en soufflerie et/ou sur site afin de valider les résultats des estimations énergétiques ;
- Vu la petite taille de l'éolienne, faire l'étude et la réalisation d'un traqueur éolien qui permet d'orienter automatiquement l'éolienne dans la direction la plus favorable ;
- Bien que la rose des vents montre l'omnidirectionnalité de ces derniers, prendre en considération la direction du vent dans l'estimation du potentiel éolien de la zone d'étude pour un meilleur pronostic énergétique ;
- Vu le grand potentiel solaire de la région étudiée, favoriser les systèmes hybride (Solaire – éolien) aux systèmes simples.
- Confronter nos résultats basés *Matlab* aux estimations d'un logiciel de simulation professionnel tel que l'*Ashes* ;
- Trouver un profil aérodynamique pour les pales plus adapté qui prend en compte le nombre de Reynolds ;
- Faire l'étude d'autres types de génératrices, notamment la GADA qui se prête bien au jeu des algorithmes de maximisation de puissance ;
- Afin de continuer à répondre à la problématique pour des sites éventuellement isolés tout en tirant profit de la stabilité et la commandabilité de la GADA, favorise l'étude (et l'implémentation) d'une machine asynchrone avec alimentation rotorique par une source continue (comme un panneau photovoltaïque) et un élément de stockage telle une forme d'hybridation de systèmes d'énergies renouvelables.
- Intégrer le multiplicateur/ réducteur de vitesse (entraînement indirect) au modèle de la turbine avec prise en compte des pertes et des pannes qui en découle ;
- Faire pour la même distribution des vitesses de vent le modèle d'une petite éolienne à axe verticale et comparer les résultats à ceux de l'axe horizontal ;

- Intégrer les convertisseurs statiques AC-DC-AC dans le modèle de la génératrice avec prise en compte des pertes et des différentes possibilités de commande ;
- Implémenter des algorithmes de maximisation de puissance qui prennent en compte la caractéristique de la voilure déterminée  $C_p = f(\lambda)$  donnant la courbe  $P_{Max} = f(V_{vent})$ , notamment l'approche indirect de commande de puissance de charge et comparer ses performances avec celles d'algorithmes classiques tel que le P&O ;
- Tester d'autres programmes de maximisation de puissance sur la MSAP (ou la GADA) et faire une étude comparative ;
- Approfondir l'étude du système de surveillance et de maintenance de l'installation éolienne ;
- ...

## **RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- ❖ ABDULLAH, M. A., YATIM, A. H. M., TAN, Chee Wei, et al. *A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems*. Renewable and sustainable energy reviews, 2012, vol. 16, no 5, p. 3220-3227.
- ❖ AFNOR (Association Française de NORmalisation), « *FD X 60-000 : Maintenance industrielle - Fonction maintenance* », Mai 2002.
- ❖ ÂICHE-HAMANE, L. et KHELLAF, A. *Cartographie des ressources éoliennes de l'Algérie*. Bulletin des Sciences géographiques, 2003, vol. 11, p. 23-28.
- ❖ AKOUR, S. N, AL-HEYMARI, M, AHMED, T, et al. *Experimental and theoretical investigation of micro wind turbine for low wind speed regions*. Renewable energy, 2018, vol. 116, p. 215-223.
- ❖ AL-HASAN, Mohammed et NIGMATULLIN, Raoul R. *Identification of the generalized Weibull distribution in wind speed data by the Eigen-coordinates method*. Renewable Energy, 2003, vol. 28, no 1, p. 93-110.
- ❖ ANDRAWUS, Jesse Agwandus, « *Maintenance optimisation for Wind turbines* », 2008, Thèse de doctorat.
- ❖ ARBAOUI, A., NADEAU, J. P., et SÉBASTIAN, P. *Adéquation site et système éolien éléments d'aide à la décision par la modélisation par contraintes*. Revue des énergies renouvelables, 2005, vol. 8, no 2, p. 81-94.
- ❖ ATTAF, M. T. et YAICI, S. *Analyse dimensionnelle des sources d'excitation dans les convertisseurs électromagnétiques linéaires à aimants permanents*. Canadian journal of physics, 1997, vol. 75, no 4, p. 231-246.
- ❖ AZELI, Nourelhouda. « *Maintenance prévisionnelle des systèmes de production géographiquement distribués sous ressources limitées* », 2022, Thèse de doctorat, Troyes.
- ❖ BACCAR, Hassen, ZAGROUBA, Moncef, MENSIA, Nawel, et al. *Maximisation du Rendement d'Un Générateur Eolien à Base d'Une Génératrice Synchrone à Aimant Permanent*. Proceedings of Engineering and Technology–PET, 2017, vol. 14, p. 65-72.
- ❖ BATTISTON, Alexandre. *Commande par Platitude à Une Boucle d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents avec Protections en cas de Saturation des Commandes*. Journées des jeunes chercheurs en génie électrique, 2013.
- ❖ BEKAKRA, Youcef. *Contribution à l'étude et à la Commande Robuste d'un Aérogénérateur Asynchrone à Double Alimentation*. 2014. Thèse de doctorat. Université de Biskra-Mohamed Khider.
- ❖ BELAKEHAL, S., BENTOUNSI, A., MERZOUG, M., et al. *Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne*. Journal of Renewable Energies, 2010, vol. 13, no 1, p. 149-161.
- ❖ BENBRAHIM, Amel. *Commande prédictive généralisée d'une machine synchrone à aimants permanents*. 2009. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
- ❖ BILIR, Levent, IMIR, Mehmet, DEVRIM, Yılser, et al. *Seasonal and yearly wind speed distribution and wind power density analysis based on Weibull distribution function*. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, vol. 40, no 44, p. 15301-15310.

- ❖ BORTOLOTTI, Pietro, BAY, Christopher, BARTER, Garrett, et al. *System Modeling Frameworks for Wind Turbines and Plants: Review and Requirements Specifications*. 2022.
- ❖ BOUDIA, Sidi Mohammed, YAKOUBI, Amine, et GUERRI, Ouahiba. *Wind Resource Assessment In The Western Part Of Algerian Highlands, Case Study Of El-Bayadh*. In : 2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA). IEEE, 2018. p. 1-5.
- ❖ BOUHELAL, Abdelhamid, SMAILI, Arezki, GUERRI, Ouahiba, et al. *Comparison of BEM and full Navier-Stokes CFD methods for prediction of aerodynamics performance of HAWT rotors*. In : 2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). IEEE, 2017. p. 1-6.
- ❖ BOUKAIS, Boussad. *Contribution à la modélisation des systèmes couples machines convertisseurs : Application aux machines à aimants permanents (BDCM-PMSM)*. 2012. Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri.
- ❖ BOUZOUBAA Maryem, « *Stratégies de maintenance intégrée à la production d'énergie dans un parc éolien sous contraintes opérationnelles et environnementales* », 2021, Thèse de doctorat, Université de Lorraine.
- ❖ BOWDEN, G. J., BARKER, P. R., SHESTOPAL, V. O., et al. *The Weibull distribution function and wind power statistics*. Wind Engineering, 1983, p. 85-98.
- ❖ CEREFÉ, *Transition Energétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables*, (Edition 2020). Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique, Premier Ministre, Alger. EISSN/ISSN 2716-8654.
- ❖ CHAN, T. F. et LAI, Loi Lei. *An axial-flux permanent-magnet synchronous generator for a direct-coupled wind-turbine system*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, vol. 22, no 1, p. 86-94.
- ❖ CHEDOT, Laurent. *Contribution à l'étude des machines synchrones à aimants permanents internes à large espace de fonctionnement, Application à l'alternateur-démarrateur*. 2004.
- ❖ CHEIKH, Ridha, MENACER, Arezki, CHRIFI-ALAOUI, Larbi, et al. *Robust nonlinear control via feedback linearization and Lyapunov theory for permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion system*. Frontiers in Energy, 2020, vol. 14, p. 180-191.
- ❖ CLARKE S., ing, *Production d'électricité au moyen de petites éoliennes pour un usage domestique ou agricole*, Fiche technique 18-006 du MAAARO, Janvier 2018.
- ❖ COTTURA, Lorenzo, CARADONNA, Riccardo, GHIGO, Alberto, et al. *Dynamic modeling of an offshore floating wind turbine for application in the Mediterranean Sea*. Energies, 2021, vol. 14, no 1, p. 248.
- ❖ DELOUX Estelle, « *Politiques de maintenance conditionnelle pour un système à dégradation continue soumis à un environnement stressant* », 2008. Thèse de doctorat. Université de Nantes.

- ❖ DIAF, S. et DIAF, D. *Evaluation du Potentiel Eolien et Estimation de la Production d'une Ferme Eolienne dans la Région d'Adrar*. Revue des Energies Renouvelables, 2010, p. 161-172.
- ❖ DJEBARRI, Sofiane. *Contribution à la modélisation et à la conception optimale de génératrices à aimants permanents pour hydroliennes*. 2015. Thèse de doctorat. Université de Bretagne occidentale-Brest.
- ❖ DOITTEAU, Loïc, SAHNOUN, M'hammed, HAVARD, Vincent, et al., « *Jeu Sérieux Pour L'apprentissage De La Maintenance D'un Parc Eolien Offshore Basé Sur Les Systèmes Multi-Agents* », In : CONFERE 2015. 2015.
- ❖ EL KHCHINE, Y., SRITI, M., et al. *Improved blade element momentum theory (BEM) for predicting the aerodynamic performances of horizontal Axis wind turbine blade (HAWT)*. Technische Mechanik-European Journal of Engineering Mechanics, 2018, vol. 38, no 2, p. 191-202.
- ❖ EL-OKDA, Yasser, ADREF, Kamel, CHIKHALSOUK, Molham, et al. *Design of a Small Horizontal Axis Wind Turbine*. In : 2019 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET). IEEE, 2019. p. 1-7.
- ❖ FAUDOT, Céline et DAHLHAUG, Ole G. *Tidal turbine blades: Design and dynamic loads estimation using CFD and blade element momentum theory*. In : international conference on offshore mechanics and arctic engineering. 2011. p. 599-608.
- ❖ FELD, Gilles, HOANG, Emmanuel, DARDEVET, Romain, et al. *Conversion énergie cinétique-énergie mécanique dans un moteur éolien*. J3eA, 2010, vol. 9, p. 0023.
- ❖ GERGAUD Olivier. *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. Energie électrique. École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2002. Français.
- ❖ GHENNAM, Tarak. *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation*. 2011. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- ❖ GUYARD Jean C., *L'ENERGIE EOLIENNE*, Groupement d'Analyses et d'Etudes de Loire-Atlantique, Octobre 2011.
- ❖ HADJIDJ, Mohammed Salim. *Conception, modélisation, simulation et optimisation d'un projet d'une ferme éolienne Implantation sur site favorable*. Thèse de doctorat. 08-12-2019.
- ❖ HIDALGO ARTEAGA, José María. *Laboratory test and modelling of small PM synchronous machines*. 2016.
- ❖ HILTON, P.A. *Manuel du Banc d'étude combiné d'une éolienne à axe horizontal et d'un panneau photovoltaïque*. RE580. Procédures expérimentales d'utilisation et de maintenance. RE580\_F\_4\_022. Novembre 2017.
- ❖ HU, Weifei, LIU, Zhenyu, et TAN, Jianrong. *Thermodynamic analysis of wind energy systems*. In : Wind solar hybrid renewable energy system. London, UK : IntechOpen, 2019. p. 1-19.

- ❖ KASTENDEUCH, Pierre-Philippe. *La mesure du vent: conventions, instruments et données*. Revue Géographique de l'Est, 2000, vol. 40, no 3.
- ❖ KAZMI, Syed Muhammad Raza, GOTO, Hiroki, GUO, Hai-Jiao, et al. *Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system*. In: 2010 IEEE energy conversion congress and exposition. IEEE, 2010. p. 4075-4082.
- ❖ KEBIR, Mohammed. *Etude et analyse des données météorologiques, en particulier le Vent dans la région d'Adrar*. Thèse de doctorat. 2011.
- ❖ KHECHANA, M., NADJAH, M., LAICHE, L., et al. *Etude de la nacelle et du mat d'une éolienne de faible puissance*. Revue des Energies Renouvelables, p. 195-203.
- ❖ KHETTACHE, Laid. *Contribution à l'Amélioration des Performances Des Systèmes Eoliens*. 2019. Thèse de doctorat. UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA.
- ❖ KISHORE, Ravi Anant et PRIYA, Shashank. *Design and experimental verification of a high efficiency small wind energy portable turbine (SWEPT)*. Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, 2013, vol. 118, p. 12-19.
- ❖ KNAPP, H. *Correlation and Regression: Pearson and Spearman*. In Intermediate Statistics Using SPSS; SAGE Publications, Inc.: Thousand Oaks, CA, USA, 2019.
- ❖ KOUKPEMEDJI, A. A., KOUNOUHEWA, B. B., AGOUA, E., et al. *Influence de la température, de la pression et de l'humidité relative de l'air sur le potentiel éolien dans la zone côtière du Bénin dans le Golfe de Guinée*. Journal of Renewable Energies, 2015, vol. 18, no 2, p. 217–226-217–226.
- ❖ LAIDI, Maamar, HANINI, Salah, ABBAD, Brahim, et al. *Study of a solar PV-wind-battery hybrid power system for a remotely located region in the southern Algerian sahara: case of refrigeration*. Journal of Technology Innovations in Renewable Energy, 2012, vol. 1, no 1, p. 30.
- ❖ LALOU, Moncef Justin. *Système de conversion simplifié pour éolienne équipée de génératrice synchrone à aimants permanents*. Journal of Renewable Energies, 2015, vol. 18, no 3, p. 469–477-469–477.
- ❖ LANZAFAME, R. and Messina, M. *Horizontal axis wind turbine working at maximum power coefficient continuously*. Renewable Energy, 35, (2010), 301–306.
- ❖ LE, Xuan Chau, DUONG, Minh Quan, et LE, Kim Hung. *Review of the Modern Maximum Power Tracking Algorithms for Permanent Magnet Synchronous Generator of Wind Power Conversion Systems*. Energies, 2022, vol. 16, no 1, p. 402.
- ❖ LI, Xingxing, ZHANG, Lei, SONG, Juanjuan, et al. *Airfoil design for large horizontal axis wind turbines in low wind speed regions*. Renewable Energy, 2020, vol. 145, p. 2345-2357.
- ❖ LIPNICKAS, Arūnas. «Two-Stage Neural Networks Based Classifier System for Fault Diagnosis», in: Computational intelligence in fault diagnosis, London: Springer London, 2006. p. 209-230.

- ❖ LISERRE, Marco, CARDENAS, Roberto, MOLINAS, Marta, et al. *Overview of multi-MW wind turbines and wind parks*. IEEE Transactions on Industrial electronics, 2011, vol. 58, no 4, p. 1081-1095.
- ❖ LOUASSA, Samira, GUERRI, Ouahiba, MERZOUK, Mustapha, et al. *Wind Resources Assessment of an Algerian Arid Area Using a CFD Model*. In: 2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA). IEEE, 2018. p. 1-5.
- ❖ MAHRI, Z. L., ROUABAH, M. S., et ZID, S. *Calcul des efforts aérodynamiques agissant sur les pales d'une petite éolienne*. Journal of Renewable Energies, 2007, vol. 10, no 2, p. 241–256-241–256.
- ❖ MAOUEDJ, Rachid, BOUSALEM, Souad, et BENYOUCEF, Boumediene. *Etude des performances d'un système éolien. Application pour des sites algériens*. In : JITH 2007. ENSTIMAC, 2007. p. 5p.
- ❖ MAOUEDJ, R., BOUSALEM, S., et BENYOUCEF, B. *Algeria wind energy resources*. Альтернативная энергетика и экология, 2008, no 6, p. 155-162.
- ❖ MARZOUK, N. Kasbadji. *Quel avenir pour l'Energie Eolienne en Algérie ?* Bul. Ene. Ren, CDER, 2008, no 14, p. 6-7.
- ❖ MASTERS, Ian, CHAPMAN, J. C., WILLIS, M. R., et al. *A robust blade element momentum theory model for tidal stream turbines including tip and hub loss corrections*. Journal of Marine Engineering & Technology, 2011, vol. 10, no 1, p. 25-35.
- ❖ MEHARRAR, Aoued et HATTI, Mustapha. *Wind Maximum Power Point Prediction and Tracking Using Artificial Neural Network and Maximum Rotation Speed Method*. In: Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems: Smart Sustainable Energy Systems. Springer International Publishing, 2018. p. 326-336.
- ❖ MERTENS, S. *Design of wind and solar energy supply, to match energy demand*. Clean Eng Technol 6: 100402. 2022.
- ❖ MERZOUK, N. Kasbadji. *Wind energy potential of Algeria*. Renewable energy, 2000, vol. 21, no 3-4, p. 553-562.
- ❖ MERZOUK, N. Kasbadji. *Evaluation du gisement énergétique éolien-Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie*. Doctorat en physique, Université de Telemcen, 2006.
- ❖ MIRECKI, Adam. *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. 2005. Thèse de doctorat.
- ❖ MRN (Ministère des Ressources Naturelles). Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques. *Petite éolienne de puissance inférieure à 100 kW*. Fiche technique. Québec. Décembre 2012.
- ❖ MUNTEANU, Iulian, BRATCU, Antoneta Iuliana, CEANGĂ, Emil, et al. *Optimal control of wind energy systems: towards a global approach*. London: Springer, 2008.
- ❖ MUSAU, Stephen K., STAHL, Kathrin, VOLKMER, Kevin, et al. *A design and performance prediction method for small horizontal axis wind turbines and its application*. 2021. AIMS Energy, 9(5): 1043–1066.

- ❖ NADERI, Ruhollah, BIJANI, Farzad, KARAMI, Akbar, et al. *Effects of summer savory (*Satureja hortensis* L.) and sweet corn (*Zea mays* L. *saccharata*) intercropping on crop production and essential oil profiles of summer savory*. PeerJ, 2023, vol. 11, p. e14753.
- ❖ NASR, SARAH et MOUBAYED, NAZIH. *Etude comparative entre éolienne à axe horizontal et éolienne à axe vertical*. Université Libanaise, Faculté de Genie, 2011, vol. 1.
- ❖ NSOUANDÉLÉ, J. L., KIDMO, D. K., DJETOUDA, S. M., et al. *Estimation statistique des données du vent à partir de la distribution de Weibull en vue d'une prédiction de la production de l'énergie électrique d'origine éolienne sur le Mont Tinguelin à Garoua dans le Nord Cameroun*. Journal of Renewable Energies, 2016, vol. 19, no 2, p. 291-301.
- ❖ OHYAMA, K. et NAKASHIMA, T. *Wind turbine emulator using wind turbine model based on blade element momentum theory*. In : SPEEDAM 2010. IEEE, 2010. p. 762-765.
- ❖ PANDE, Jayshree, NASIKKAR, Paresh, KOTECHA, Ketan, et al. *A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy conversion systems*. Journal of Marine Science and Engineering, 2021, vol. 9, no 11, p. 1187.
- ❖ PLA Eric, PFARR Lukas, TORHAUG Eirik, MEEK Christoffer, LEHLE Lukas Sebastian, MOEN Thomas Svensson. *Design and modeling of a wind turbine*. Technical Report. Norwegian University of Science and Technology. November 2015.
- ❖ LA Eric, PFARR Lukas, TORHAUG Eirik, MEEK Christoffer, LEHLE Lukas Sebastian, MOEN Thomas Svensson. *Design and modeling of a wind turbine*. Technical Report. Norwegian University of Science and Technology. November 2015.
- ❖ POITIERS, Frédéric. *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau*. 2003. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- ❖ QUARTON, D. C., et al. *An international design standard for offshore wind turbines: IEC 61400-3*. Bristol, UK: Garrad Hassan and Partners, Ltd, 2005.
- ❖ RADISAVLJEVIC-GAJIC, Verica, KARAGIANNIS, Dimitri, et GAJIC, Zoran. *The Modeling and Control of (Renewable) Energy Systems by Partial Differential Equations—An Overview*. Energies, 2023, vol. 16, no 24, p. 8042.
- ❖ RECHKA, Sanae, ROY, Gilles, DENNETIERE, Sébastien, et al. *Modélisation de systèmes électromécaniques multi-masses à base de machines asynchrones, à l'aide des outils MATLAB et EMTP, avec application aux éoliennes*. 2004.
- ❖ SEGURO, J. V. et LAMBERT, T. W. *Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis*. Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, 2000, vol. 85, no 1, p. 75-84.
- ❖ SEKKAL M.C. BERRACHED N. MEDJAHAR K. VARNIER C., « *Skeleton of a Cost-Effective Approach For Health Indicators Construction* », the 4th IEEE International Colloquium on Information Science and Technology (CiSt'16), 24-26 Oct. 2016, Tanger – MORROCO.
- ❖ SEKKAL, Mohammed Chakib, ZIANI, Zakarya, MAHDAD, Moustafa Yassine, et al. *Assessing the Wind Power Potential in Naama, Algeria to Complement Solar Energy*

- through Integrated Modeling of the Wind Resource and Turbine Wind Performance*. Energies, 2024, vol. 17, no 4, p. 785.
- ❖ SERBAN, Alexandru, PARASCHIV, Lizica Simona, et PARASCHIV, Spiru. *Assessment of wind energy potential based on Weibull and Rayleigh distribution models*. Energy Reports, 2020, vol. 6, p. 250-267.
  - ❖ SINGH, Ronit K. et AHMED, M. Rafiuddin. *Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind speed applications*. Renewable Energy, 2013, vol. 50, p. 812-819.
  - ❖ SODERLUND, L., ERIKSSON, J.-T., SALONEN, J., et al. *A permanent-magnet generator for wind power applications*. IEEE Transactions on Magnetics, 1996, vol. 32, no 4, p. 2389-2392.
  - ❖ STEVENS, M. J. M. et SMULDERS, P. T. *The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes*. Wind engineering, 1979, p. 132-145.
  - ❖ SURESH, A. et RAJAKUMAR, S. *Design of small horizontal axis wind turbine for low wind speed rural applications*. Materials Today: Proceedings, 2020, vol. 23, p. 16-22.
  - ❖ TIEGNA, Huguette. *Contribution à la modélisation analytique des machines synchrones à aimants permanents, à flux axial, à entraînement direct en vue de leur dimensionnement: application aux éoliennes*. 2013. Thèse de doctorat. Le Havre.
  - ❖ TIWARI, Ramji et BABU, N. Ramesh. *Fuzzy logic based MPPT for permanent magnet synchronous generator in wind energy conversion system*. IFAC-PapersOnLine, 2016, vol. 49, no 1, p. 462-467.
  - ❖ TRAN, Duc-Hoan. *Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne" passive": analyse de robustesse, validation expérimentale*. 2010. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT.
  - ❖ VOGEL, C. R., WILLDEN, R. H. J., et HOULSBY, G. T. *Blade element momentum theory for a tidal turbine*. Ocean Engineering, 2018, vol. 169, p. 215-226.
  - ❖ VON STORCH, H.; ZWIERS, F.W. *K—Quantiles of the Spearman Rank Correlation Coefficient*; Cambridge University Press: Cambridge, UK, 2010.
  - ❖ YANG, H. X., LU, Lin, et BURNETT, J. *Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems in Hong Kong*. Renewable Energy, 2003, vol. 28, no 11, p. 1813-1824.
  - ❖ ZEGUEB, Boubaker. *Commande d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents Sans Capteur de Vitesse. Utilisation d'Un Observateur Non Linéaire*. 2008. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
  - ❖ ZEGUEUR, Ahlem, SEBBAGH, Toufik, et METATLA, Abderrezak. *A Techno-Economic Study of a Hybrid PV–Wind–Diesel Standalone Power System for a Rural Telecommunication Station in Northeast Algeria*. Engineering Proceedings, 2023, vol. 56, no 1, p. 25.

- ❖ ZIANE, Khaled. *Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'un Parc Éolien*. 2017. Thèse de doctorat. Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed.

## **WEB RÉFÉRENCES**

- ❖ **(Aerodynamics4Students 2022)** : Aerodynamics for Students. *Blade Element Analysis for Propellers*. (c) 1995-2022 Auld & Srinivas. <http://www.aerodynamics4students.com/propulsion/blade-element-propeller-theory.php>. Consulté en août 2022.
- ❖ **(Aimants permanents 2023)** : Aimants permanents. *Electricité : Les générateurs à aimants permanents*. <http://server.idemdito.org/electro/elec/gen/aimants.htm>. Consulté en Mai 2023.
- ❖ **(Amba 2021)**: Ambassade de la République Algérienne Démocratique et Populaire à Bruxelles. *L'Algérie a mis en place une base solide pour accélérer la transition énergétique* 10 – 12 – 2021. <http://algerian-embassy.be/lalgerie-a-mis-en-place-une-base-solide-pour-accelerer-la-transition-energetique-10-12-2021/>. Consulté en Octobre 2022.
- ❖ **(energie 2022)** : energie. *Aérodynamique des éoliennes*. <https://energieplus-lesite.be/theories/eolien8/aerodynamique-des-eoliennes/>. Consulté en Décembre 2022.
- ❖ **(eolienne-domestique 2022)** : Eolienne domestique - Tout savoir sur les éoliennes domestiques. *COMMENT RACCORDER UNE ÉOLIENNE DOMESTIQUE AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ?* <https://www.eolienne-domestique.com/raccordement-reseau-electrique/>. Consulté en Décembre 2022.
- ❖ **(Euromakers 2022)** : EUROMAKERS. *Fabriquez une Éolienne 5W en Impression 3D*. <https://euro-makers.com/projet/74/fabriquez-une-eolienne-5w-en-impression-3d>. Consulté en Décembre 2022.
- ❖ **(EWT 2022)** : EWT. *Technologie d'entraînement direct*. <https://ewtdirectwind.com/fr/eoliennes/entrainement-direct/>. Consulté en Octobre 2022.
- ❖ **(Gifex 2023)** : Gifex.com. *Où se trouve Naâma ?* <https://gifex.com/fr/fichier/ou-se-trouve-naama/>. Consulté en Mars 2023.
- ❖ **(Global 2020)** : *Global Wind Atlas*, <https://www.globalwindatlas.info/>. Utilisé en Mars 2020.
- ❖ **(Google Earth 2020)** : Google Earth. *Centre Universitaire Naama, Naâma*. <https://earth.google.com/web/search/Centre+Universitaire+Naama,+Na%c3%a2ma/@33.27634961,-0.32108365,1172.40723736a,953.95021689d,35y,-83.62028733h,45.00055948t,0r/data=CigiJgokCSKKp3KoQjFAESGKp3KoQjHAGTj9mrv9syHAIUf7zoZoY1rA>. Consulté en Mars 2020.
- ❖ **(Harmonic Drive SE 20022)** : Harmonic Drive SE. *L'entraînement direct*. <https://harmonicdrive.de/fr/glossaire/lentrainement-direct>. Consulté en Octobre 2022.
- ❖ **(Hilton 2022)** : Site officiel de la firme PA Hilton ltd. <https://www.p-a-hilton.co.uk/>. Consulté en juillet 2022.
- ❖ **(L'énergie éolienne 2022)** : L'énergie éolienne. *L'ensemble générateur*. <https://sites.google.com/site/lenergieeoliennedm/i-le-vent-source-de-fonctionnement-de-l-eolienne/le-fonctionnement-de-l-eolienne/3-l-ensemble-generateur>. Consulté en Décembre 2022.

- ❖ **(MEM 2024)** : Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM). *Energies Nouvelles, Renouvelables et Maîtrise de l'Énergie*. <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>. Consulté en Juillet 2024.
- ❖ **(Meteoblue 2020)** : meteoblue, weather close to you. *Simulation de données climatiques et météorologiques historiques pour Naama. Wilaya de Naama, Algérie, 33.27°N 0.32°O, 1169m s.n.m.*  
[https://www.meteoblue.com/fr/meteo/historyclimate/climatemodelled/naama\\_alg%C3%A9rie\\_2486523](https://www.meteoblue.com/fr/meteo/historyclimate/climatemodelled/naama_alg%C3%A9rie_2486523) . Consulté le 08/03/20.
- ❖ **(mission energie 2022)** : mission energie. *L'éolien*.  
<https://www.missionenergie.goodplanet.org/fiche/leolien-2/>. Consulté en Novembre 2022.
- ❖ **(neodenpnp 2025)**: NEODEN, *Comment choisir la bonne valeur d'inductance ?* Aug 21, 2023, <https://fr.neodenpnp.com/news/how-to-choose-the-correct-inductor-value-70928001.html>. Consulté en Janvier 2025
- ❖ **(Southampton 2007)** : Energy and Climate Change Division Sustainable Energy Research Group. *Blade Element Momentum Predictions*. University of Southampton, 2007.  
<http://blog.soton.ac.uk/serg/blade-element-simulations/>. Consulté en août 2022.
- ❖ **(Strathclyde 2014)** : Methodology for a Decision Support Tool for a Tidal Stream Device, MSC SUSTAINABLE ENGINEERING: OFFSHORE RENEWABLE ENERGY. *BLADE ELEMENT MOMENTUM ANALYSIS*. University of Strathclyde Engineering, 2014.  
[https://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web\\_sites/13-14/Tidal/index.html](https://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/13-14/Tidal/index.html). Consulté en août 2022.
- ❖ **(TotalMateria 2022)** : Total Materia. *La base de données sur les matériaux la plus complète au monde*. <https://www.totalmateria.com/>. Consulté en août 2022.
- ❖ **(Wiki Eolienne 2022)** : Wiki Eolienne. *Étude théorique d'une éolienne*.  
[https://eolienne.f4jr.org/eolienne\\_etude\\_theorique](https://eolienne.f4jr.org/eolienne_etude_theorique). Consulté en Juillet 2022.
- ❖ **(WorldBank 2020)** : The World Bank. *Mapping the World's Wind Energy Potential*.  
<https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2017/11/28/mapping-the-worlds-wind-energy-potential/>. Consulté le 09/03/20.

## **ANNEXES**

## 1 – A: Démonstration de la limite de Betz / Formule de Betz.

Considering an air stream that has an area and velocity ( $A_1$  and  $V_1$ ) before and after passing the turbine ( $A_2$  and  $V_2$ ) in an Actuator Disc (AD) showing below:

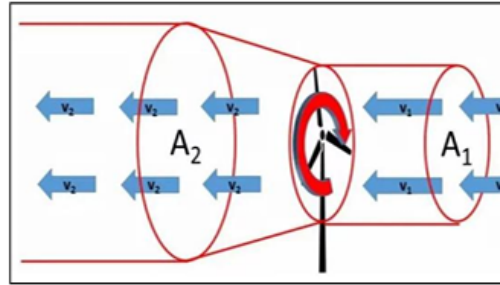


Figure II.2: actuator disc of a wind turbine [34].

In general, we know that if air density remains constant then:

$$A_1 \cdot V_1 = A_2 \cdot V_2 \text{ also : } A_2 > A_1 \text{ and } V_2 < V_1$$

Keep in mind that the turbine will not have captured any kinetic energy if the airstream area before and after is the same, as this would also result in the same velocities ( $V_2=V_1$ ). Thus,  $A_2 < A_1$  and  $V_2 > V_1$  are reasonable hypotheses .

The power generated by the wind turbine of cross-section  $S$  can be expressed as:

$$P = \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (II.2)$$

the velocity  $V$  at turbine blades is considered as the average velocity of upstream and downstream velocities.

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (II.3)$$

When we enter this velocity into the power equation, we obtain the following:

$$P = \frac{1}{2} \rho S (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (II.4)$$

$$P = \frac{1}{4} \rho S [v_1^3 - v_1 v_2^2 + v_1^2 v_2 - v_2^3] \quad (II.5)$$

$$P = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left[ 1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^3 \right] \quad (II.6)$$

Thus, the above-mentioned equation (II.6) might appear a little difficult. However,  $V_2$  is the only variable and the others are constants.

We will take the derivative of the power equation and set it to zero in order to find the value of  $V_2$  that maximizes power  $P$ :

$$\frac{dP}{dv_2} = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left[ 0 - \frac{2}{v_1^2} v_1 + \frac{1}{v_1} - \frac{3}{v_1^3} v_2^2 \right] = 0 \quad (II.7)$$

$$\frac{3}{v_1^3} v_2^2 + \frac{2}{v_1^2} v_2 - \frac{1}{v_1} = 0 \quad (II.8)$$

After dividing by  $V_1$  and analyzing the resultant equation, we obtain:

$$\frac{3}{v_1^2} v_2^2 + \frac{2}{v_1} v_2 - 1 = 0 \quad (II.9)$$

$$\frac{3}{v_1^2} v_2^2 + \frac{2}{v_1} v_2 - 1 = 0 \quad (II.10)$$

Quadratic ally or through factorization, the above equation can be solved, yielding the following final expression:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3} \quad (II.11)$$

Fill in equation (II.6) with this result:

$$P_{max} = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left[ 1 - \left(\frac{1}{3}\right)^2 + \left(\frac{1}{3}\right) - \left(\frac{1}{3}\right)^3 \right] \quad (II.12)$$

$$P_{max} = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left[ \frac{27 - 3 + 9 - 1}{27} \right] \quad (II.13)$$

$$P_{max} = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left( \frac{32}{27} \right) \quad (II.14)$$

Hence, a turbine's maximum power output is:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho S v_1^3 \left( \frac{16}{27} \right) \quad (II.15)$$

## 2 – A: L'échelle de Beaufort.

Classes Beaufort	Types de vents	Vitesse moyenne en nœuds	Vitesse moyenne en km/h	Vitesse moyenne sur 10 min. (en m/s)
0	Calme	< 1	< 1	< 0,27
1	Très légère brise	1 - 3	1 - 5	0,27 - 1,5
2	Légère brise	4 - 6	6 - 11	1,6 - 3,2
3	Petite brise	7 - 10	12 - 19	3,3 - 5,4
4	Jolie brise	11 - 16	20 - 28	5,5 - 7,9
5	Bonne brise	17 - 21	29 - 38	8,0 - 10,7
6	Vent frais	22 - 27	39 - 49	10,8 - 13,8
7	Grand frais	28 - 33	50 - 61	13,9 - 17,1
8	Coup de vent	34 - 40	62 - 74	17,2 - 20,7
9	Fort coup de vent	41 - 47	75 - 88	20,8 - 24,6
10	Tempête	48 - 55	89 - 102	24,7 - 28,5
11	Violente tempête	56 - 63	103 - 117	28,6 - 32,6
12	Ouragan	> 64	> 118	> 32,7

**3 – A: Profil aérodynamique (V spécifique Couple Poussée Efficacité) estimé par l'application Web : (Aerodynamics4Students 2022).**

Aero

J	T	Q	Eff
0.114285714285710	0.110466670188330	-0.026696157141818	-0.075265264430504
0.171428571428570	0.046762376007003	-0.011300926660316	-0.112897896645760
0.228571428571430	0.019471609626520	-0.004705646956747	-0.150530528861010
0.285714285714290	0.005792791776557	-0.001399927048522	-0.188163161076260
0.342857142857140	0.000902864573928	-0.000218192641294	-0.225795793291510
0.400000000000000	0.000070459116426	0.000001965881379	2.281707692461400
0.457142857142860	0.002095642050633	0.000058470555613	2.607665934241600
0.514285714285710	0.005904487401841	0.000164741234740	2.933624176021800
0.571428571428570	0.010931317412503	0.000304994931025	3.259582417802000
0.628571428571430	0.016798998397521	0.000468709229108	3.585540659582200
0.685714285714290	0.023362842668690	0.000651847194570	3.911498901362400
0.742857142857140	0.030569901308537	0.000852931498484	4.237457143142500
0.800000000000000	0.038393777720716	0.001071225648826	4.563415384922700
0.857142857142860	0.046816934708160	0.001306240339870	4.889373626702900
0.914285714285710	0.055826311942526	0.001557611175103	5.215331868483100
0.971428571428570	0.065411993316832	0.001825061485003	5.541290110263300
1.028571428571400	0.075566514942684	0.002108383019454	5.867248352043500
1.085714285714300	0.086284334466189	0.002407421141115	6.193206593823700
1.142857142857100	0.097561389734266	0.002722062511763	6.519164835603900
1.200000000000000	0.109394739848610	0.003052225077328	6.845123077384100
1.257142857142900	0.121782282633510	0.003397850184960	7.171081319164300
1.314285714285700	0.134722537763100	0.003758896532053	7.497039560944500
1.371428571428600	0.148214483063540	0.004135335598913	7.822997802724700

## Annexes

---

1.428571428571400	0.162257432257540	0.004527148237701	8.148956044504899
1.485714285714300	0.176850944243510	0.004934322141231	8.474914286285101
1.542857142857100	0.191994756022830	0.005356849971574	8.800872528065300
1.600000000000000	0.207688733210320	0.005794727979246	9.126830769845499
1.657142857142900	0.223932833557500	0.006247954985470	9.452789011625701
1.714285714285700	0.240727080085490	0.006716531632560	9.778747253405900
1.771428571428600	0.258071541310860	0.007200459832199	10.104705495186000
1.828571428571400	0.275966316709120	0.007699742359853	10.430663736966000
1.885714285714300	0.294411526049520	0.008214382557209	10.756621978746001
1.942857142857100	0.313407301594970	0.008744384114535	11.082580220526999
2.000000000000000	0.332953782424920	0.009289750912292	11.408538462307000
2.057142857142900	0.353051110332450	0.009850486906651	11.734496704087000
2.114285714285700	0.373699426889970	0.010426596047627	12.060454945867001
2.171428571428600	0.394898871381520	0.011018082221388	12.386413187646999
2.228571428571400	0.416649579378150	0.011624949210503	12.712371429428000
2.285714285714300	0.438951681788650	0.012247200667462	13.038329671208000
2.342857142857100	0.461805304261460	0.012884840097985	13.364287912988001
2.400000000000000	0.485210566843960	0.013537870851517	13.690246154767999
2.457142857142900	0.509167583829840	0.014206296116968	14.016204396548000
2.514285714285700	0.533676463741710	0.014890118922231	14.342162638329000
2.571428571428600	0.558737309410490	0.015589342136392	14.668120880109001
2.628571428571400	0.584350218121560	0.016303968473814	14.994079121888999
2.685714285714300	0.610515281806680	0.017034000499487	15.320037363669000
2.742857142857100	0.637232587264560	0.017779440635183	15.645995605449000
2.800000000000000	0.664502216398910	0.018540291166099	15.971953847229999
2.857142857142900	0.692324246464680	0.019316554247729	16.297912089010001
2.914285714285700	0.720698750315900	0.020108231912773	16.623870330790002

## Annexes

---

2.971428571428600	0.749625796651180	0.020915326077993	16.949828572569999
3.028571428571400	0.779105450252920	0.021737838550884	17.275786814349999
3.085714285714300	0.809137772218580	0.022575771036128	17.601745056131001
3.142857142857100	0.839722820182030	0.023429125141769	17.927703297910998
3.200000000000000	0.870860648524780	0.024297902385106	18.253661539690999
3.257142857142900	0.902551308575970	0.025182104198276	18.579619781470999
3.314285714285700	0.934794848801490	0.026081731933525	18.905578023251000
3.371428571428600	0.967591314981940	0.026996786868179	19.231536265031998
3.428571428571400	1.000940750380200	0.027927270209317	19.557494506811999
3.485714285714300	1.034843195898000	0.028873183098140	19.883452748591999
3.542857142857100	1.069298690223500	0.029834526614087	20.209410990372000
3.600000000000000	1.104307269968600	0.030811301778665	20.535369232152000
3.657142857142900	1.139868969797400	0.031803509559039	20.861327473932999
3.714285714285700	1.175983822546600	0.032811150871388	21.187285715712999
3.771428571428600	1.212651859337800	0.033834226584036	21.513243957493000
3.828571428571400	1.249873109682000	0.034872737520368	21.839202199273000
3.885714285714300	1.287647601577500	0.035926684461569	22.165160441053001
3.942857142857100	1.325975361601400	0.036996068149164	22.491118682833999
4.000000000000000	1.364856414994600	0.038080889287400	22.817076924614000
4.057142857142900	1.404290785741000	0.039181148545452	23.143035166394000
4.114285714285700	1.444278496642200	0.040296846559512	23.468993408174001
4.171428571428600	1.484819569386900	0.041427983934713	23.794951649954001
4.228571428571400	1.525914024615300	0.042574561246938	24.120909891735000
4.285714285714300	1.567561881979500	0.043736579044504	24.446868133515000
4.342857142857100	1.609763160200700	0.044914037849746	24.772826375295001
4.400000000000000	1.652517877121400	0.046106938160492	25.098784617075001
4.457142857142900	1.695826049755300	0.047315280451441	25.424742858855002

## Annexes

---

4.514285714285700	1.739687694333100	0.048539065175448	25.750701100634998
4.571428571428600	1.784102826346500	0.049778292764743	26.076659342416001
4.628571428571400	1.829071460588300	0.051032963632062	26.402617584196001
4.685714285714300	1.874593611190400	0.052303078171700	26.728575825976002
4.742857142857100	1.920669291659500	0.053588636760508	27.054534067755998
4.800000000000000	1.967298514910900	0.054889639758836	27.380492309535999
4.857142857142900	2.014481293299600	0.056206087511398	27.706450551317001
4.914285714285700	2.062217638649100	0.057537980348087	28.032408793097002
4.971428571428600	2.110507562280200	0.058885318584762	28.358367034876999
5.028571428571400	2.159351075036400	0.060248102523968	28.684325276656999
5.085714285714300	2.208748187308300	0.061626332455613	29.010283518436999
5.142857142857100	2.258698909056500	0.063020008657608	29.336241760218002
5.200000000000000	2.309203249833600	0.064429131396481	29.662200001997999
5.257142857142900	2.360261218804100	0.065853700927932	29.988158243777999
5.314285714285700	2.411872824764199	0.067293717497381	30.314116485557999
5.371428571428600	2.464038076159000	0.068749181340455	30.640074727338000
5.428571428571400	2.516756981100300	0.070220092683485	30.966032969118999
5.485714285714300	2.570029547382400	0.071706451743937	31.291991210898999
5.542857142857100	2.623855782497000	0.073208258730839	31.617949452678999
5.600000000000000	2.678235693648000	0.074725513845188	31.943907694459000
5.657142857142900	2.733169287765100	0.076258217280324	32.269865936239000
5.714285714285700	2.788656571515600	0.077806369222279	32.595824178020003

**3 – B: Profil aérodynamique (V spécifique Portance Trainée Efficacité).**

Aero2

V spécifique	Portance	Trainée	Efficacité
0.114285714285710	-0.026696157141818	0.000719110216540	-0.075265264430504
0.171428571428570	-0.011300926660316	0.000304411296900	-0.112897896645760
0.228571428571430	-0.004705646956747	0.000126755277325	-0.150530528861010
0.285714285714290	-0.001399927048522	0.000037709616319	-0.188163161076260
0.342857142857140	-0.000218192641294	0.000005877421110	-0.225795793291510
0.400000000000000	0.000001965881379	0.000000323525124	2.281707692461400
0.457142857142860	0.000058470555613	0.000009622500088	2.607665934241600
0.514285714285710	0.000164741234740	0.000027111467117	2.933624176021800
0.571428571428570	0.000304994931025	0.000050193019715	3.259582417802000
0.628571428571430	0.000468709229108	0.000077135483853	3.585540659582200
0.685714285714290	0.000651847194570	0.000107274501181	3.911498901362400
0.742857142857140	0.000852931498484	0.000140366947658	4.237457143142500
0.800000000000000	0.001071225648826	0.000176291618783	4.563415384922700
0.857142857142860	0.001306240339870	0.000214967989506	4.889373626702900
0.914285714285710	0.001557611175103	0.000256336091089	5.215331868483100
0.971428571428570	0.001825061485003	0.000300350392023	5.541290110263300
1.028571428571400	0.002108383019454	0.000346976620586	5.867248352043500
1.085714285714300	0.002407421141115	0.000396189328108	6.193206593823700
1.142857142857100	0.002722062511763	0.000447969862516	6.519164835603900
1.200000000000000	0.003052225077328	0.000502304720171	6.845123077384100
1.257142857142900	0.003397850184960	0.000559184248572	7.171081319164300
1.314285714285700	0.003758896532053	0.000618601650550	7.497039560944500
1.371428571428600	0.004135335598913	0.000680552232617	7.822997802724700
1.428571428571400	0.004527148237701	0.000745032843613	8.148956044504899

## Annexes

---

1.485714285714300	0.004934322141231	0.000812041458146	8.474914286285101
1.542857142857100	0.005356849971574	0.000881576868612	8.800872528065300
1.600000000000000	0.005794727979246	0.000953638457957	9.126830769845499
1.657142857142900	0.006247954985470	0.001028226032191	9.452789011625701
1.714285714285700	0.006716531632560	0.001105339697020	9.778747253405900
1.771428571428600	0.007200459832199	0.001184979767049	10.104705495186000
1.828571428571400	0.007699742359853	0.001267146699037	10.430663736966000
1.885714285714300	0.008214382557209	0.001351841042924	10.756621978746001
1.942857142857100	0.008744384114535	0.001439063406019	11.082580220526999
2.000000000000000	0.009289750912292	0.001528814426930	11.408538462307000
2.057142857142900	0.009850486906651	0.001621094756722	11.734496704087000
2.114285714285700	0.010426596047627	0.001715905045450	12.060454945867001
2.171428571428600	0.011018082221388	0.001813245932662	12.386413187646999
2.228571428571400	0.011624949210503	0.001913118040853	12.712371429428000
2.285714285714300	0.012247200667462	0.002015521971116	13.038329671208000
2.342857142857100	0.012884840097985	0.002120458300385	13.364287912988001
2.400000000000000	0.013537870851517	0.002227927579880	13.690246154767999
2.457142857142900	0.014206296116968	0.002337930334398	14.016204396548000
2.514285714285700	0.014890118922231	0.002450467062242	14.342162638329000
2.571428571428600	0.015589342136392	0.002565538235575	14.668120880109001
2.628571428571400	0.016303968473814	0.002683144301102	14.994079121888999
2.685714285714300	0.017034000499487	0.002803285680941	15.320037363669000
2.742857142857100	0.017779440635183	0.002925962773645	15.645995605449000
2.800000000000000	0.018540291166099	0.003051175955289	15.971953847229999
2.857142857142900	0.019316554247729	0.003178925580601	16.297912089010001
2.914285714285700	0.020108231912773	0.003309211984103	16.623870330790002
2.971428571428600	0.020915326077993	0.003442035481238	16.949828572569999

## Annexes

---

3.028571428571400	0.021737838550884	0.003577396369464	17.275786814349999
3.085714285714300	0.022575771036128	0.003715294929321	17.601745056131001
3.142857142857100	0.023429125141769	0.003855731425444	17.927703297910998
3.200000000000000	0.024297902385106	0.003998706107537	18.253661539690999
3.257142857142900	0.025182104198276	0.004144219211284	18.579619781470999
3.314285714285700	0.026081731933525	0.004292270959227	18.905578023251000
3.371428571428600	0.026996786868179	0.004442861561573	19.231536265031998
3.428571428571400	0.027927270209317	0.004595991216973	19.557494506811999
3.485714285714300	0.028873183098140	0.004751660113234	19.883452748591999
3.542857142857100	0.029834526614087	0.004909868427998	20.209410990372000
3.600000000000000	0.030811301778665	0.005070616329376	20.535369232152000
3.657142857142900	0.031803509559039	0.005233903976533	20.861327473932999
3.714285714285700	0.032811150871388	0.005399731520246	21.187285715712999
3.771428571428600	0.033834226584036	0.005568099103414	21.513243957493000
3.828571428571400	0.034872737520368	0.005739006861543	21.839202199273000
3.885714285714300	0.035926684461569	0.005912454923190	22.165160441053001
3.942857142857100	0.036996068149164	0.006088443410390	22.491118682833999
4.000000000000000	0.038080889287400	0.006266972439040	22.817076924614000
4.057142857142900	0.039181148545452	0.006448042119267	23.143035166394000
4.114285714285700	0.040296846559512	0.006631652555768	23.468993408174001
4.171428571428600	0.041427983934713	0.006817803848130	23.794951649954001
4.228571428571400	0.042574561246938	0.007006496091127	24.120909891735000
4.285714285714300	0.043736579044504	0.007197729374994	24.446868133515000
4.342857142857100	0.044914037849746	0.007391503785693	24.772826375295001
4.400000000000000	0.046106938160492	0.007587819405151	25.098784617075001
4.457142857142900	0.047315280451441	0.007786676311489	25.424742858855002
4.514285714285700	0.048539065175448	0.007988074579234	25.750701100634998

## Annexes

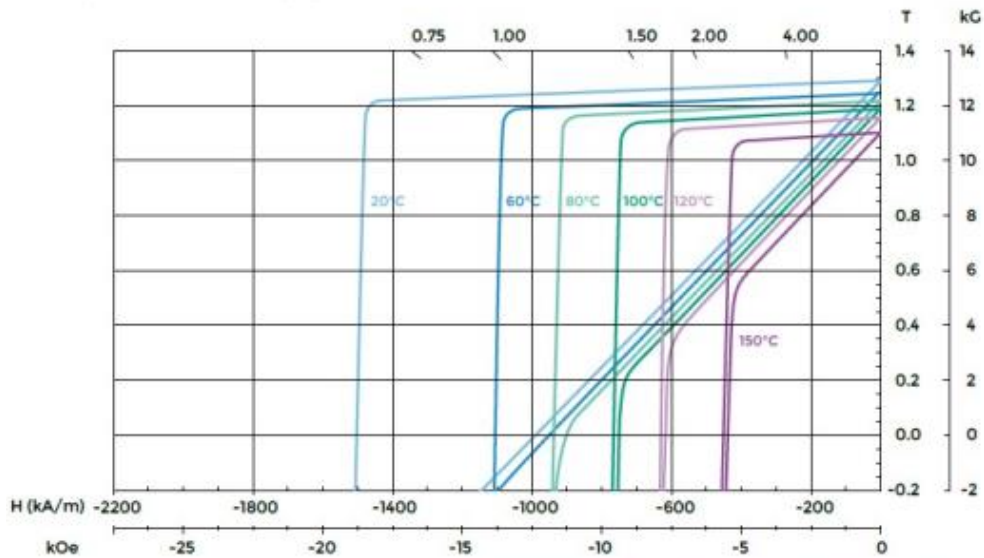
---

4.571428571428600	0.049778292764743	0.008192014279518	26.076659342416001
4.628571428571400	0.051032963632062	0.008398495480264	26.402617584196001
4.685714285714300	0.052303078171700	0.008607518246362	26.728575825976002
4.742857142857100	0.053588636760508	0.008819082639831	27.054534067755998
4.800000000000000	0.054889639758836	0.009033188719972	27.380492309535999
4.857142857142900	0.056206087511398	0.009249836543517	27.706450551317001
4.914285714285700	0.057537980348087	0.009469026164754	28.032408793097002
4.971428571428600	0.058885318584762	0.009690757635665	28.358367034876999
5.028571428571400	0.060248102523968	0.009915031006040	28.684325276656999
5.085714285714300	0.061626332455613	0.010141846323590	29.010283518436999
5.142857142857100	0.063020008657608	0.010371203634049	29.336241760218002
5.200000000000000	0.064429131396481	0.010603102981280	29.662200001997999
5.257142857142900	0.065853700927932	0.010837544407365	29.988158243777999
5.314285714285700	0.067293717497381	0.011074527952691	30.314116485557999
5.371428571428600	0.068749181340455	0.011314053656036	30.640074727338000
5.428571428571400	0.070220092683485	0.011556121554647	30.966032969118999
5.485714285714300	0.071706451743937	0.011800731684313	31.291991210898999
5.542857142857100	0.073208258730839	0.012047884079432	31.617949452678999
5.600000000000000	0.074725513845188	0.012297578773084	31.943907694459000
5.657142857142900	0.076258217280324	0.012549815797087	32.269865936239000
5.714285714285700	0.077806369222279	0.012804595182055	32.595824178020003

3 – C: Courbe d'hystérésis des aimants utilisés dans le rotor du générateur axial.

NdFeB  
**NEOREM 553t**

B, NOMINAL VALUES /  $J_c$ , NOMINAL VALUES



Typical demagnetization curves B(H) and J(H) at different temperatures

Remanence $B_r$ [T]	
nom	min
1.29	1.24

Normal coercivity $J_H$ [kA/m]	
nom	min
980	920

Intrinsic coercivity $J_H$ [kA/m]	
nom	min
1500	1400

Energy product $(BH)_{max}$ [kJ/m <sup>3</sup> ]	
nom	min
310	290